

## **W4 : Traitement des réservoirs**



Formation certifiante en Management de la chaîne de valeur de l'EP et  
Ingénierie pétrolière – *Du 11 Décembre au 16 Décembre 2016*





# TRAITEMENTS DE PUIITS



## Sommaire de la formation

- ▶ Reconnaître les causes de diminution de la capacité d'écoulement
- ▶ Identifier les causes de l'endommagement de la formation
- ▶ Connaître la signification et l'importance du skin
- ▶ Identifier les applications d'acidification de la matrice
- ▶ Identifier cinq méthodes de stimulation qui peuvent être effectuées
- ▶ Connaître les traitements pour remédier à l'endommagement de la formation

- ▶ **La stimulation de puits est une méthode chimique ou mécanique pour augmenter la capacité d'écoulement d'un puits.**
- ▶ **Cinq méthodes de stimulation**
  - Nettoyage du puits
  - Traitement de la matrice
  - Fracturation
  - Contrôle des sables
  - Water Control

## Nettoyage du puits

---

- ▶ **Il se compose de traitements chimiques ou mécaniques**
- ▶ **Fluide de nettoyage de perforations**
- ▶ **Fluides injectés dans le puits mais pas dans la formation**



- ▶ Les traitements de la matrice sont réalisés par des acidifications de la matrice ou des traitements chimiques
- ▶ Les fluides sont injectés dans la formation à une pression inférieure à la pression de fracturation
- ▶ Ces traitements améliorent la perméabilité de la matrice critique du réservoir

- ▶ La fracturation hydraulique crée un canal conducteur entre le réservoir et le puits
- ▶ Deux types:
  - Fracturation à l'acide
  - Fracturation avec agent de soutènement
- ▶ Dans les deux cas, les fluides sont injectés dans la formation à une pression supérieure à la pression de fracturation
- ▶ La fracturation hydraulique n'éliminera pas l'endommagement de la matrice critique, mais elle le contournera

- ▶ Le contrôle des sables est utilisé dans les formations non consolidées pour contrôler la production de sable de la formation
- ▶ Ces opérations comprennent : resin-coated gravel, crépines, des liners perforés, ou des crépines pre-packed
- ▶ Les pressions hydrauliques lors de la mise en place de ces matériaux doivent être minutieusement calculées.

- ▶ **Conçu pour éliminer la production excessive d'eau qui :**
  - Ne contribue pas à la production d'huile
  - Réduit la pression de gisement
- ▶ **On contrôle la production excessive d'eau par l'utilisation de plusieurs systèmes incluant :**
  - Ceux à base de polymères
  - Gel inorganique
  - Ceux à base de résines
  - Ceux à base de ciment
  - L'injection de polymères
  - Systèmes Mécaniques



# ENDOMMAGEMENT DE RÉSERVOIR



## Contenu du stage

- ▶ **Endommagement de réservoir**
  - Définition
  - Origine
  - Skin
- ▶ **Sources d'endommagement**
- ▶ **Remèdes à l'endommagement**

# Endommagement de réservoir

## Endommagement de réservoir: définition

### DÉFINITION

**Toute réduction de la perméabilité du réservoir aux abords du puits**

Il s'agit d'une conséquence des opérations de forage, complétion, work-over, production, injection ou de stimulation

**L'endommagement a un impact négatif sur la Productivité ou l'Injectivité**

### DEUX TYPES SEULEMENT !

Même s'il y a plusieurs mécanismes d'endommagement, la perméabilité aux abords du puits ne peut être diminuée que de deux façons:

- **Diminution physique de la taille des pores/étranglements de pores,**
- **Diminution de la perméabilité relative.**

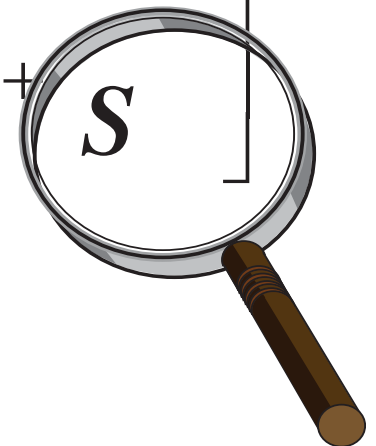
## Endommagement de réservoir : Origines

TYPE DE PROCESSUS	DIMINUTION PHYSIQUE DE LA TAILLE DES PORES	DIMINUTION RELATIVE DE LA PERMÉABILITÉ
INTERACTION FLUIDE-ROCHE	Migration des fines Gonflement des argiles Invasion de solides Absorption / précipitation de grosses molécules (polymères)	Modification de la mouillabilité due à l'absorption de tensio-actifs
INTERACTION FLUIDE-FLUIDE	Dépôts Émulsion Sludge	Modification de la saturation des fluides Blocage de fluide (blocage à l'eau, au gaz)
DIMINUTION PRESSION / TEMPÉRATURE	Dépôts	Percée de gaz Dépôts de condensats Water coning
PROCESSUS MÉCANIQUE (provoqué par contrainte)	Diminution de la perméabilité Colmatage des perforations	

## Loi de Darcy – Puits d'huile - vertical

$$Q = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} K h (\bar{P}_r - P_{wf})}{\mu_o B_0 \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

- ▶  $q_o$  = Débit d'huile, stb/d
- ▶  $k$  = Perméabilité, md
- ▶  $H$  = Hauteur du réservoir, ft
- ▶  $P_r$  = Pression du réservoir, psi
- ▶  $P_{wf}$  = Pression d'écoulement en fond de puits, psi
- ▶  $\mu_o$  = Viscosité de l'huile, cp
- ▶  $\beta_o$  = Facteur volumétrique de formation, res bbls/stb
- ▶  $r_e$  = Rayon de drainage du réservoir, ft
- ▶  $r_w$  = Rayon du puits, ft
- ▶  $S$  = Effet de skin

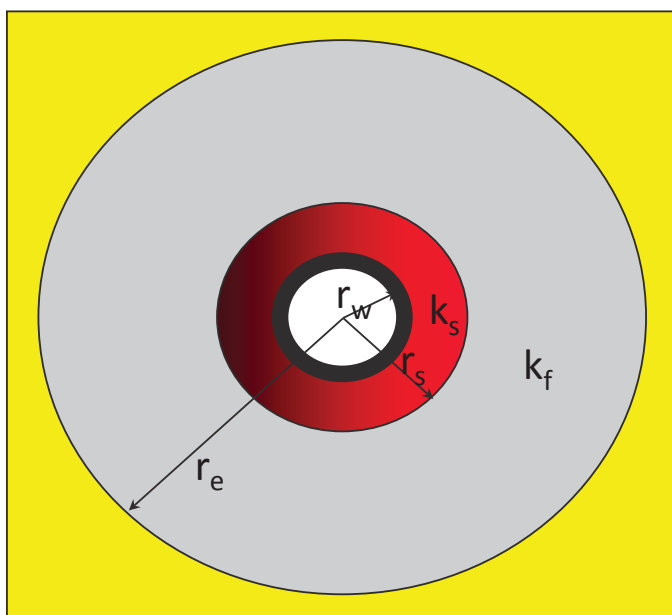


### ► Skin total est un terme adimensionnel

- Pour prendre en compte la chute de pression supplémentaire aux abords du puits
- C'est la conséquence de l'endommagement du réservoir et d'autres facteurs
- L'effet de skin est positif s'il y a une chute de pression supplémentaire
- L'effet de skin est négatif si la  $P_{wf}$  réelle est inférieure à la  $P_{wf}$  idéale

## Équation de l'endommagement du skin :

### Diminution de la perméabilité

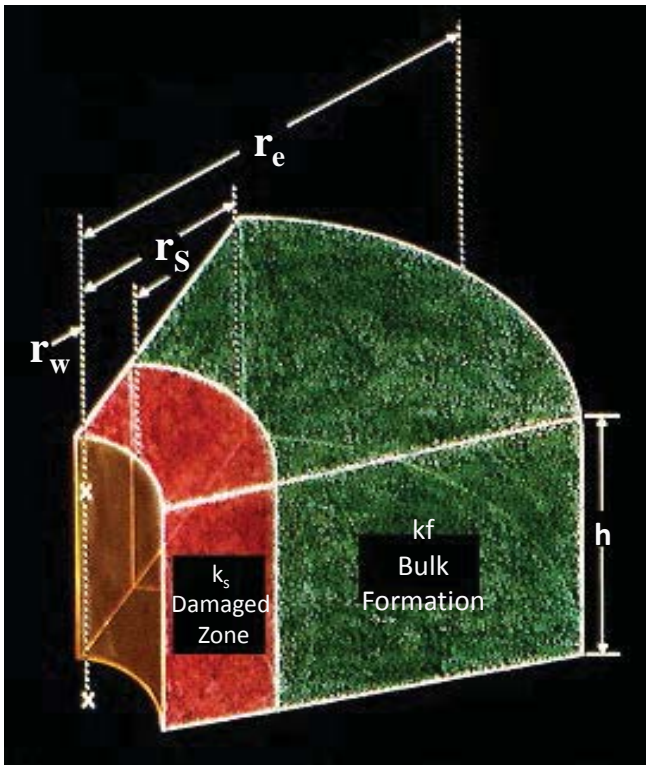


$$S = \frac{K_f - K_s}{K_s} (\ln R_s / R_w)$$

For  $R_s = 4$  ft  
 $R_w = 6$  inches (0.5 ft)  
 $K_f = 100$  md

If  $K_s = 10$  md  
 **$S = ?$**

### Amélioration de la perméabilité



$$S = \frac{K_f - K_s}{K_s} (\ln R_s / R_w)$$

For  $R_s = 4$  ft  
 $R_w = 6$  inches (0.5 ft)  
 $K_f = 100$  md

If  $K_s = 1000$  md  
 $S = ?$

Traitement des réservoirs

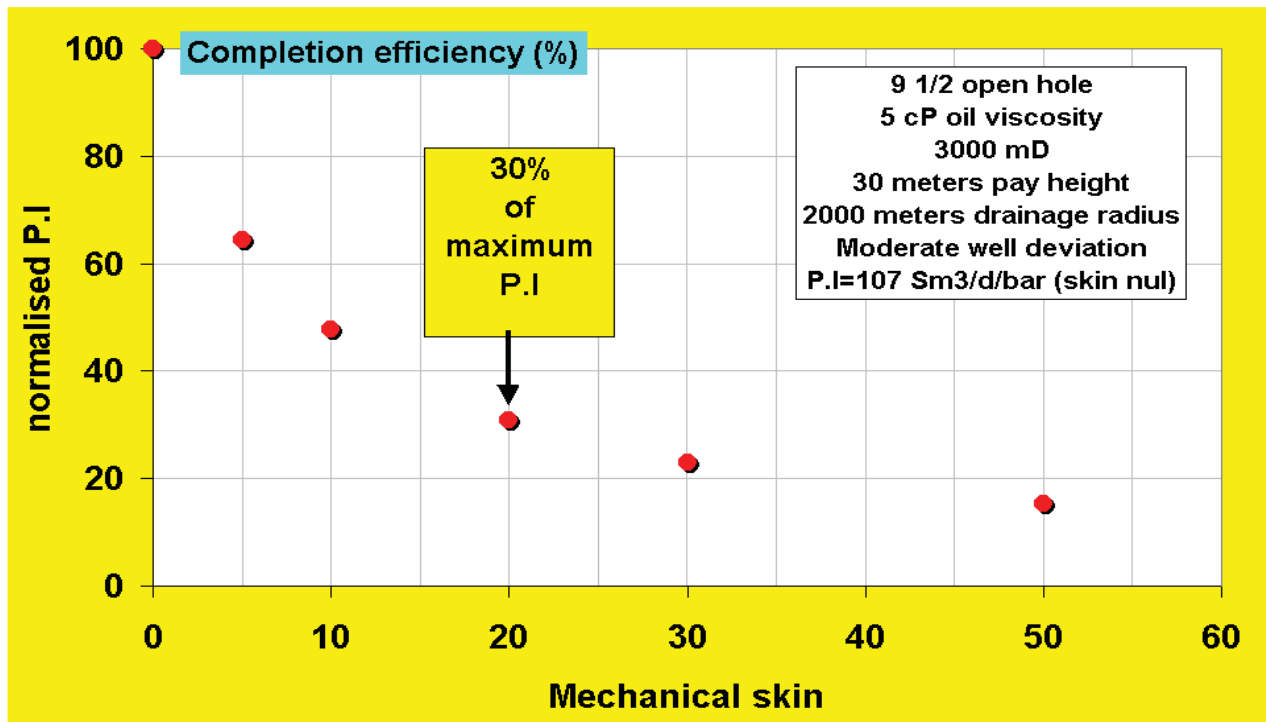
## Skin et indice de productivité

$$\Delta P_{skin} = \left( \frac{Q B \mu}{2 \pi k h} \right) * Skin$$

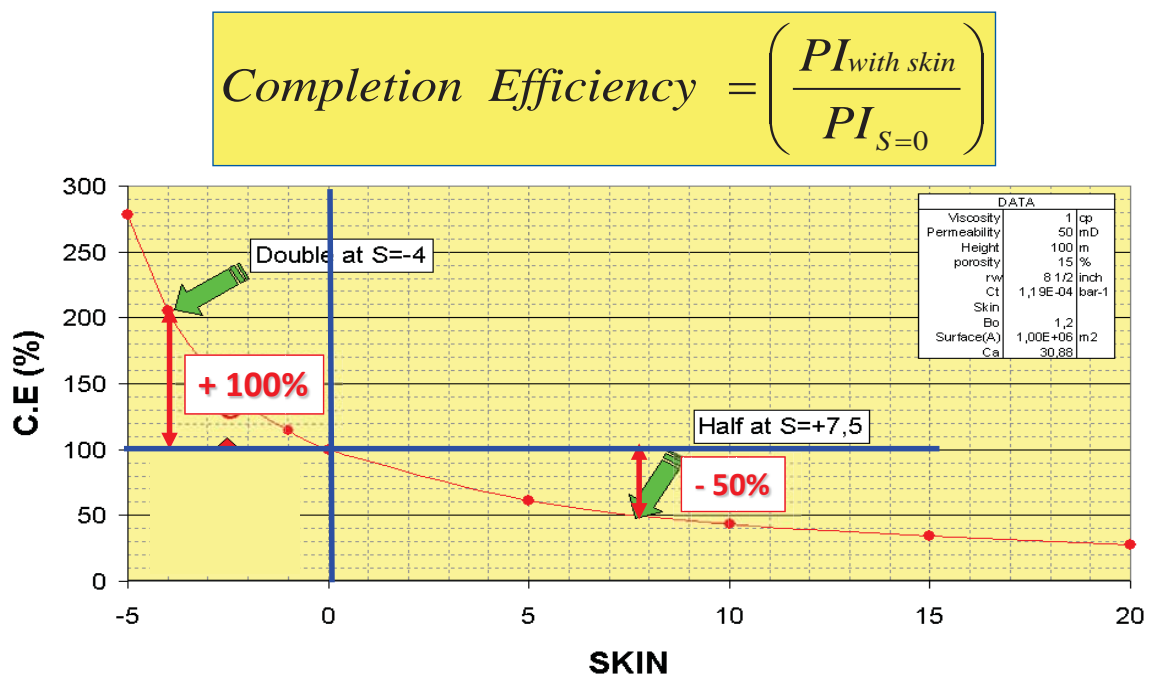
$$P.I = \frac{\text{Daily rate (Sm}^3 / \text{day)}}{[ \Delta P_0 + \Delta P_{Skin} ]}$$

$\Delta P_0$  est le drawdown nécessaire sans endommagement

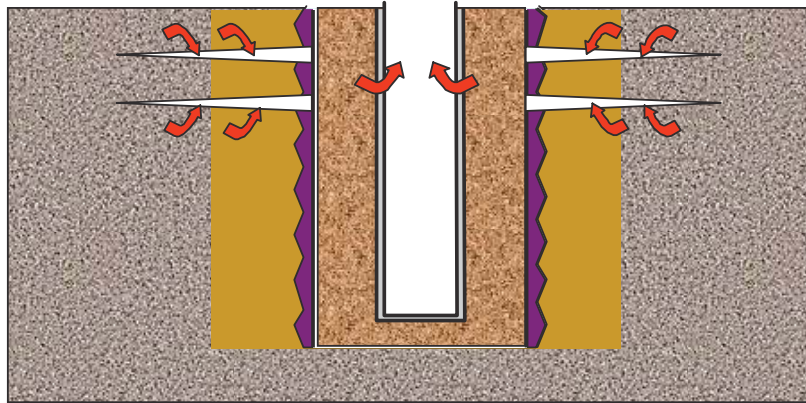




## Effet de skin sur les puits verticaux



Puits vertical => Forte influence des valeurs de skin directement sur l'IP



$$S_T = S_{\text{forage}} + S_{\text{ciment}} + S_{\text{perfs}} + S_{\text{pp}} + S_{\text{gp}} + Dq + S(\text{temps})$$

■ Le Skin total (ST) est la combinaison d'un skin mécanique et d'un pseudo skin. On obtient directement la valeur du skin total à partir d'un essai de puits.

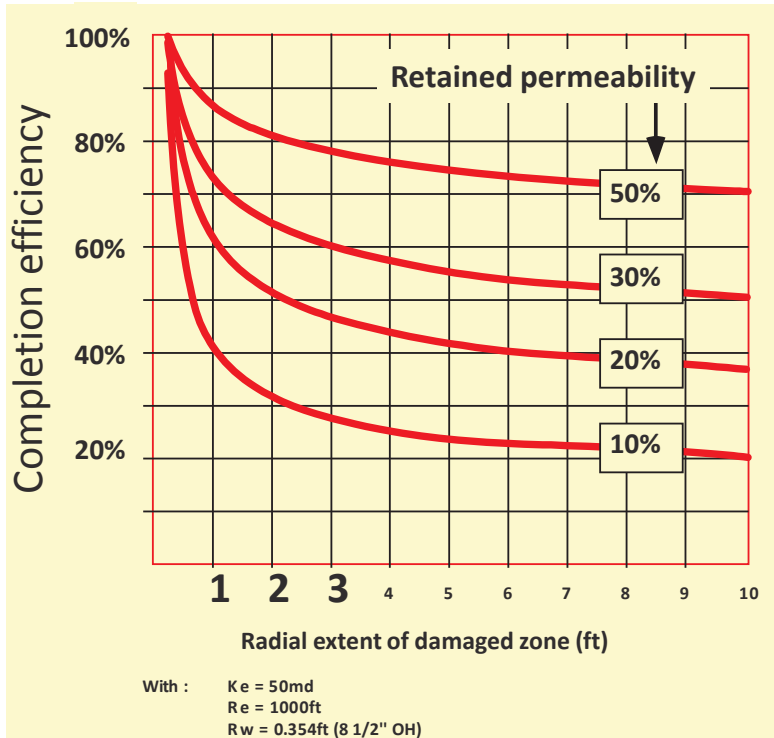
■ Endommagement du réservoir:

- Défini mathématiquement comme une zone infiniment mince qui crée une chute de pression constante
- $S > 0$  Réservoir endommagé
- $S = 0$  Ni endommagé ni stimulé
- $S < 0$  Réservoir stimulé

■ Pseudo Skin:

- Comprend les cas tels que les fractures, pénétration partielle, turbulence, et les fissures...

■ L'endommagement de Réservoir est le seul type auquel on puisse remédier par stimulation.



**L'endommagement  
aux abords du puits  
a l'impact le plus  
important**

## Exemple

Un puits de pétrole produit 57 bbl/jour dans les conditions de réservoir et de production suivantes :

$k = 1 \text{ md}$	$h = 50 \text{ ft}$
$\beta_o = 1.23 \text{ res bbl/stb}$	$\mu_o = 0.6 \text{ cp}$
$P_r = 2000 \text{ psi}$	$P_{wf} = 500 \text{ psi}$
$r_w = 0.33 \text{ ft}$	$r_e = 1320 \text{ ft}$

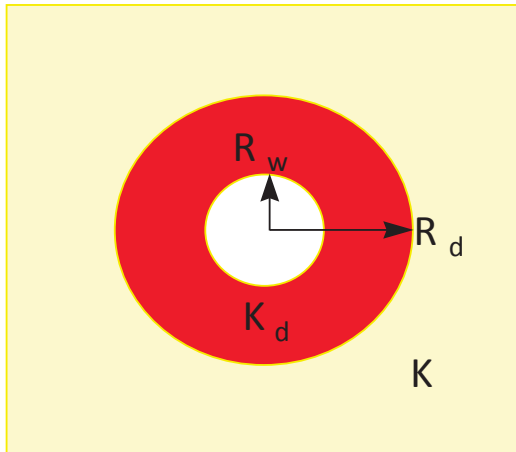
Quel est l'effet de Skin ?

Ce puits est-il un candidat pour une opération de stimulation ?

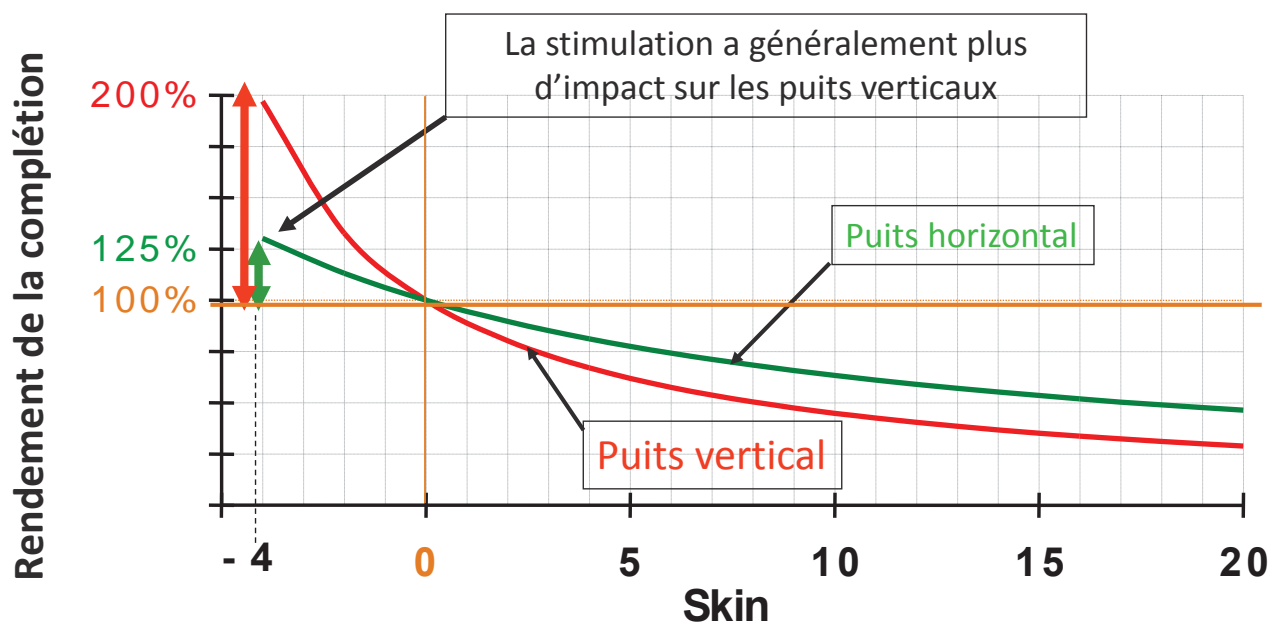
$$S_{vertical} = \left( \frac{K}{K_{damage}} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_{damage}}{r_w} \right)$$

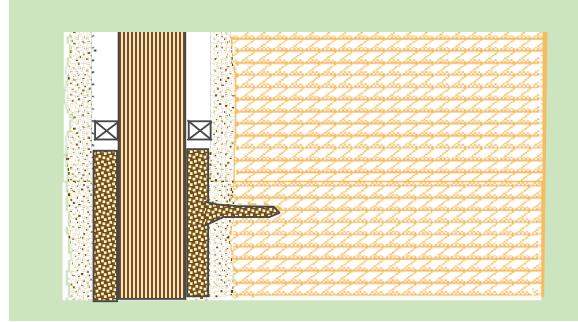


$$S_{horizontal} = \left( \frac{\beta h}{Lp} \right) S_{vertical}$$



$$S_{horiz} < S_{vertical}$$





	Tubing	Gravel Pack	Perforations	Formation
Scales				
Organic deposits				
Silicates, Aluminosilicates				
Emulsion				
Water block				
Wettability change				

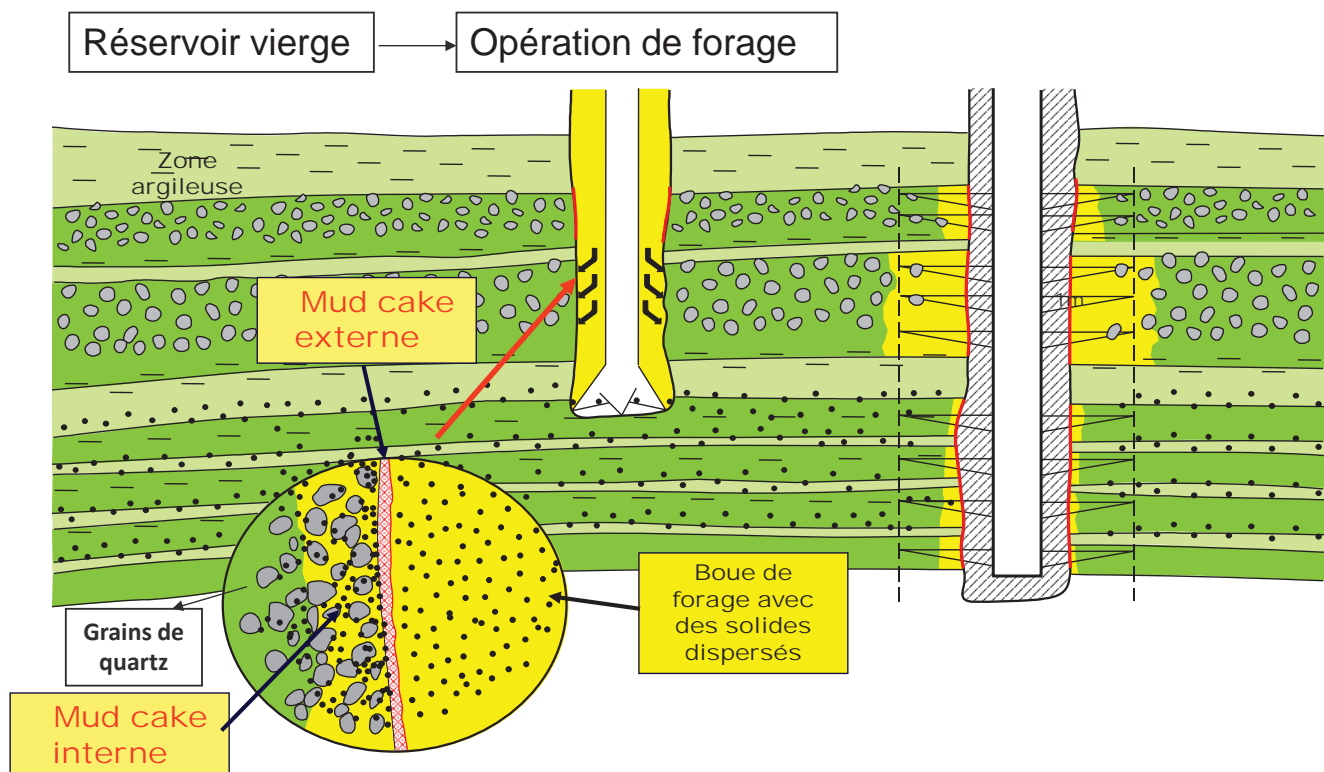
## Sources d'endommagement



### • Forage & Complétion

- Cimentation
- Perforations
- Stimulation
- Gravel packing
- Workover
- Production
- Injection

## Processus d'endommagement par le forage

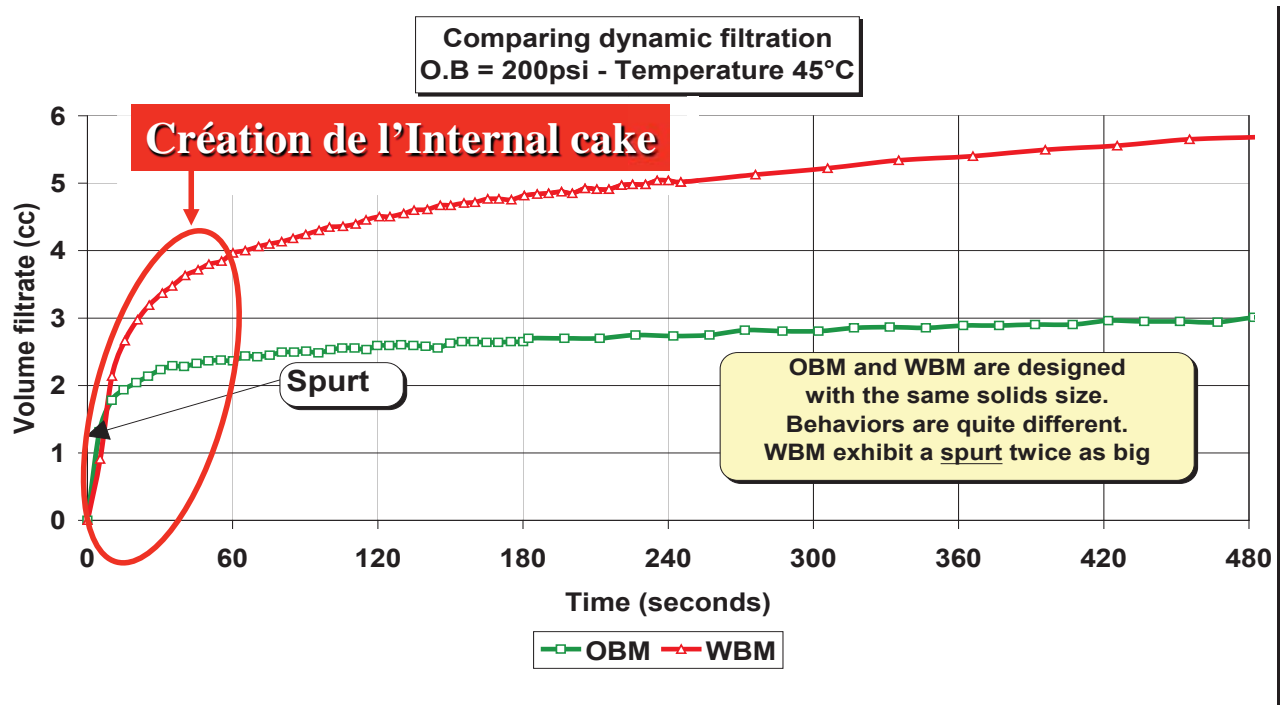


À cause des conditions  
overbalance la boue  
crée un  
**mud cake interne**  
et un  
**mud cake externe**

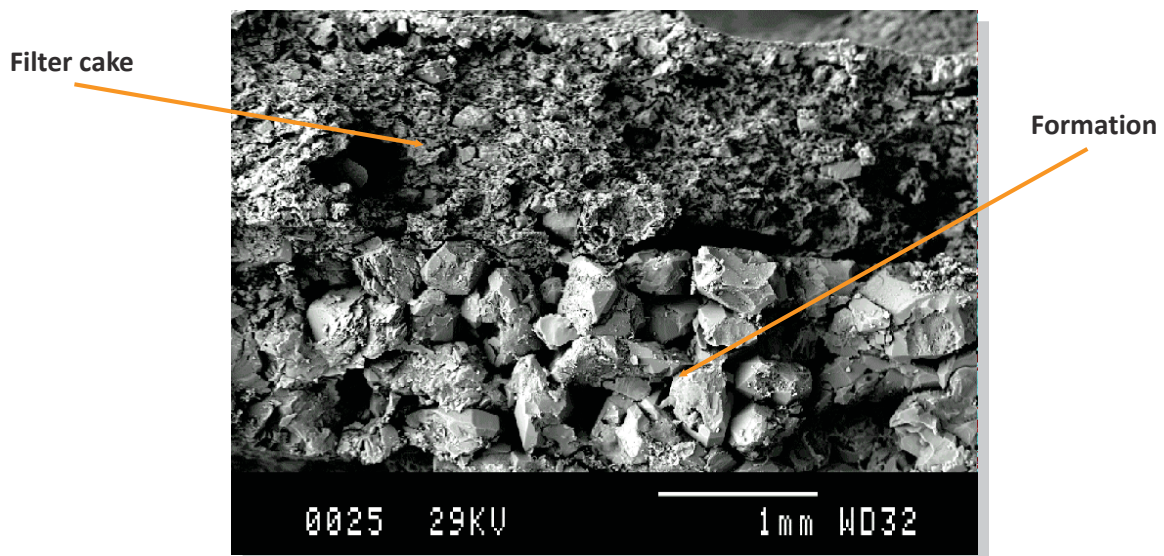
## Endommagement par le forage : origines

- ▶ Solides de la boue de forage
  - ▶ Les solides peuvent pénétrer en profondeur
  - ▶ Mauvais mud cake, overbalance
  - ▶ Résidus d'additifs (polymères)
- ▶ Filtrat de la boue de forage
  - ▶ Sensibilité de la formation (pH, salinité)
  - ▶ Effet refroidissant (paraffine / asphaltène)
  - ▶ Dispersants de la boue = migration des fines
- ▶ Boue à l'huile
  - ▶ Invasion de l'huile (surfactants mouillés par l'huile)
  - ▶ Émulsifiant de la boue (émulsions)



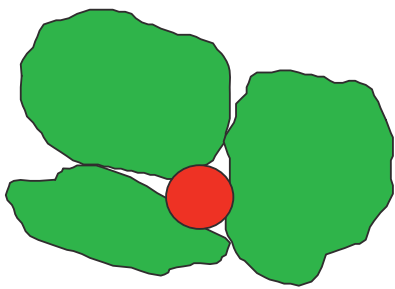


## Mud cake

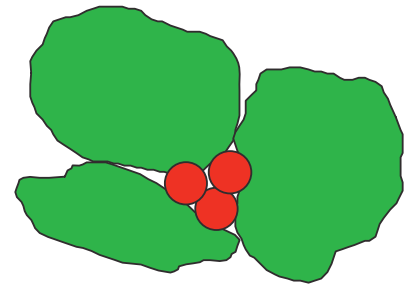


- Principe: stopper les solides de la boue au niveau de la paroi (limiter la pénétration à 1 , 2 millimètres)
- Concept de **JAMMING RATIO**

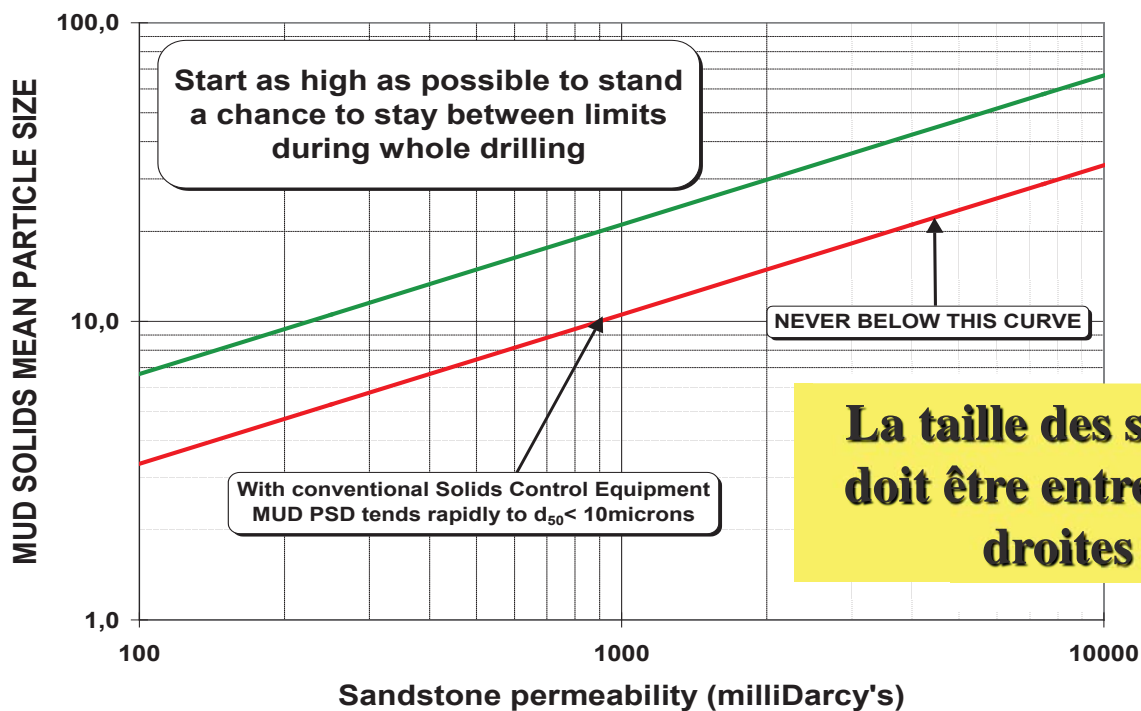
$$J.R = \frac{\text{Mean pore throat diameter}}{\text{Mean mud solids diameter}}$$



$$1 < J.R < 3$$



## Elaboration du fluide de forage



### ► **Le cake externe** n'est pas réellement un obstacle pour l'écoulement du réservoir

- Son adhérence à la roche est faible comparée à la drawdown pressure

### ► **Le cake interne** donne l'endommagement du réservoir

- La pression pour déloger les solides peut être élevée (effet de cale)
- Créé très tôt : les solides de la boue envahissent la matrice

**Si le mud cake est un problème, le détruire! Un risque quelconque?**

## Cimentation

### ■ Bouchons laveurs & spacers

- Détruisent le mud cake
- Additifs dispersants, surfactants
- Invasion du filtrat → quelques pouces

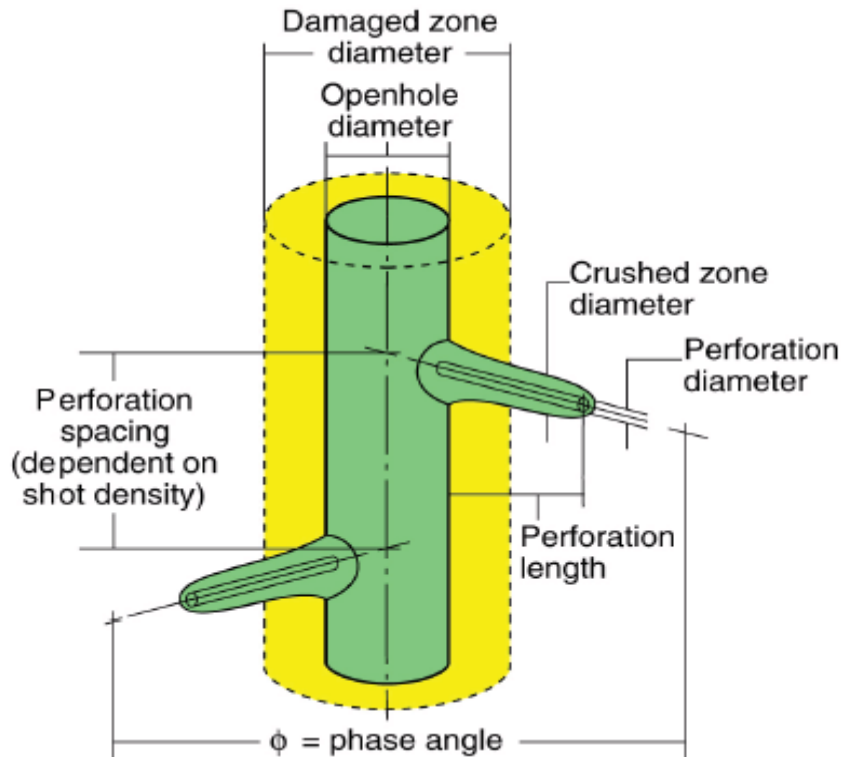
### ■ Laitiers

- pH élevé
- Précipitation de  $\text{CaCO}_3$
- $\text{H}_2\text{O}$  libre → water block

### ■ Squeeze

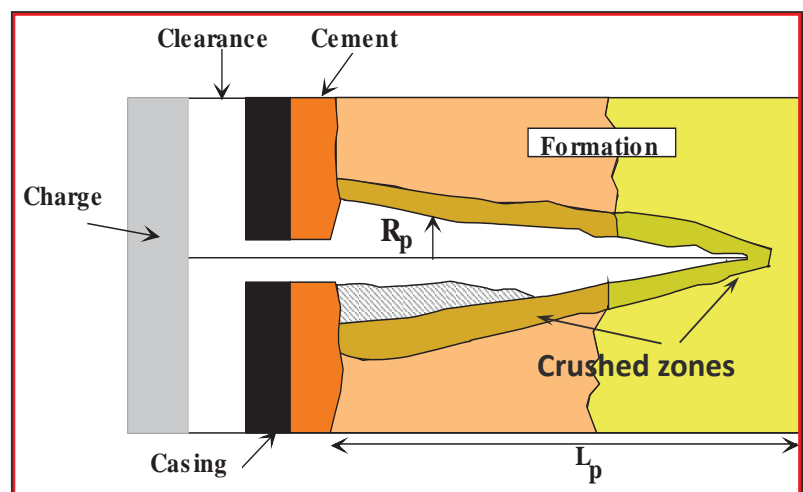
- Endommagement de la formation, éventuellement fracturation

(Invasion limitée à cause des volumes, et de la composition des fluides)

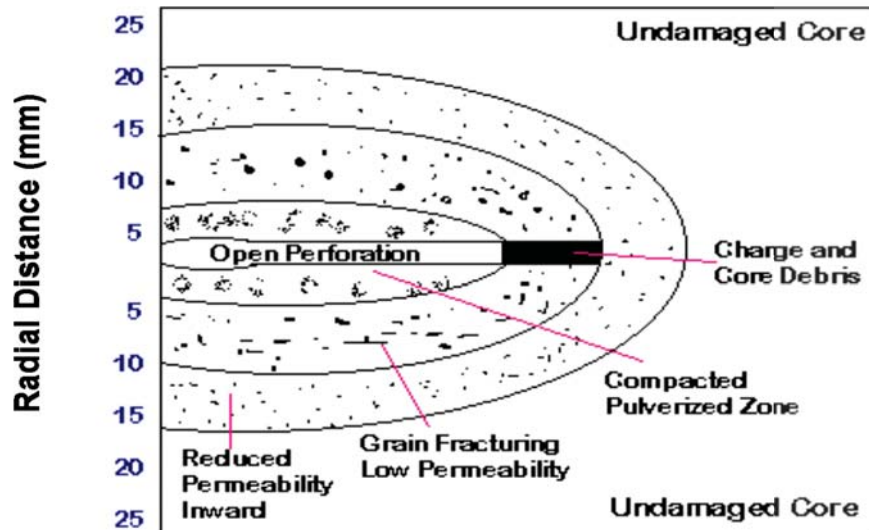


## Endommagement de réservoir : Perforations

- Débris
- Zone Compactée  
(moyenne de 0.5 pouces = 80% d'endommagement)
- Pénétration insuffisante
- Mauvais choix de géométrie de perforation (type de roche)
- Overbalance
- Underbalance incorrect



- Débris
- Zone Compactée



## Fluides de complétion/workover

### ► Solides ou particules

- Sable, rouille, revêtement de surface bloquant les perforations, gravel packs endommageants
- Résidus de polymères

### ■ Solides en suspension

- La filtration est obligatoire
- Utiliser des tubings propres

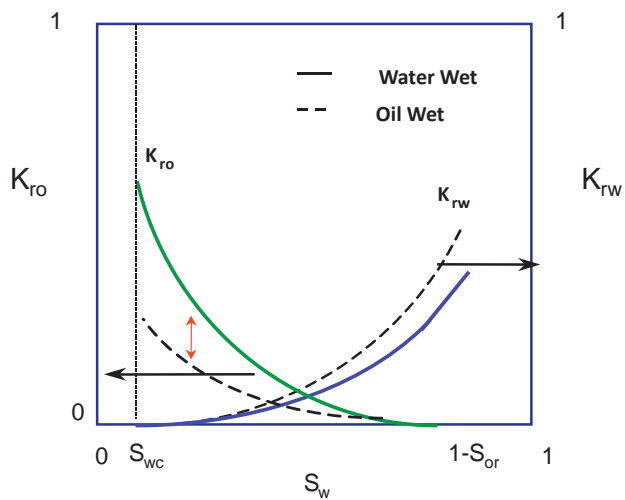
### ► Filtrats

- Sensibilité de la formation, argiles (gonflements, migration)
- Water block, altération de la mouillabilité
- Dépôts
- Émulsion
- Développement de bactéries

### ■ Filtrats

- Utiliser des saumures inhibées comme KCl ou NH<sub>4</sub>Cl
- Éviter les pertes importantes
- Isolation du réservoir idéale

- Une diminution de la perméabilité à l'huile réelle ou relative due à la saturation croissante en eau aux abords du puits.
- Favorisés par les minéraux argileux pore-lining (Illite)
- Traitement : Réduction de la tension interfaciale en utilisant des surfactants/alcools dans un support acide



## Bactéries

- Injection de bactéries : Puits d'injection d'eau principalement
- Croissance au fonds du puits – les bactéries anaérobies se développent au fonds du puits jusqu'à 65°C créant ainsi un endommagement du réservoir.
- Les bactéries sulfato-réductrices produisent du  $H_2S$ , ce qui se traduit par de la corrosion.
- Fracturation avec des gels de polysaccharides sans bactéricide

▶ **Augmentation du water cut, water breakthrough**

▶ **Diminution de la pression de gisement, drawdown élevé**

▶ **Migration des fines (argiles) bloquant les gravel packs**

▶ **Production de sable**

▶ **Dépôts de carbonates**

▶ **Effondrement du réservoir : diminution de la perméabilité, production de sable**

▶ **Asphaltènes, carbonates**

▶ **Les hydrocarbures légers se vaporisent, laissant les hydrocarbures lourds**

## Migration des fines

### ■ Origines

- Indigène – argiles, fines de silice
- Invasion du fluide de forage

### ■ Problèmes éventuels

- La migration des fines engendre des bouchages
- Gonflement des argiles

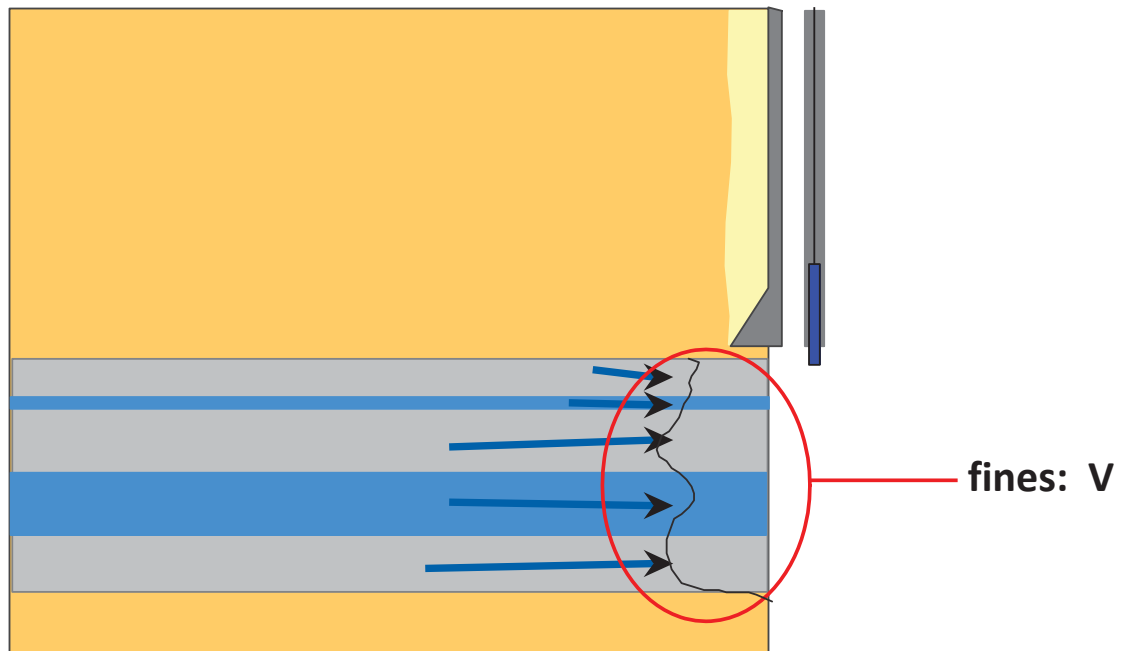
### ■ Des taux de production élevés peuvent entraîner des particules et créer un bridging

### ■ Indicateurs de la migration de particules

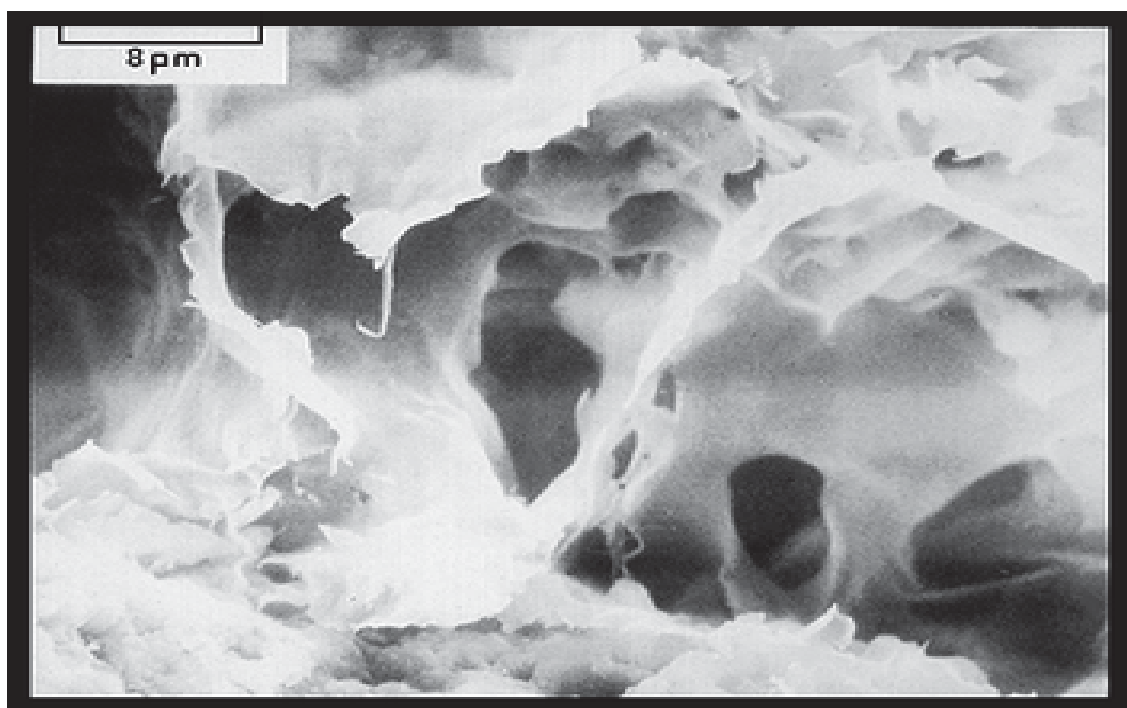
- L'eau produite peut être trouble
- Le déclin de production augmente avec une augmentation du débit

Note: Les argiles et les fines de silice sont insolubles dans du HCl





## Gonflement des argiles : Smectite

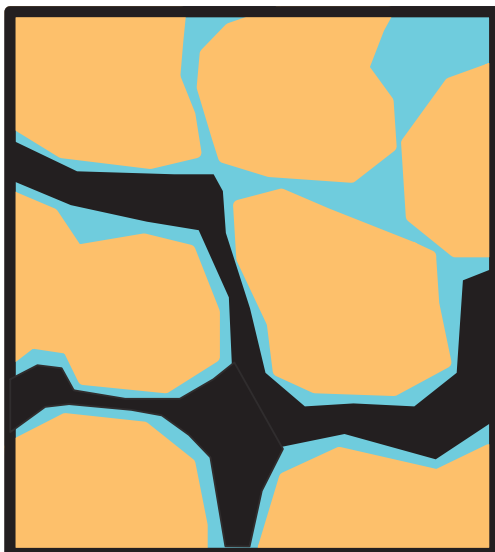




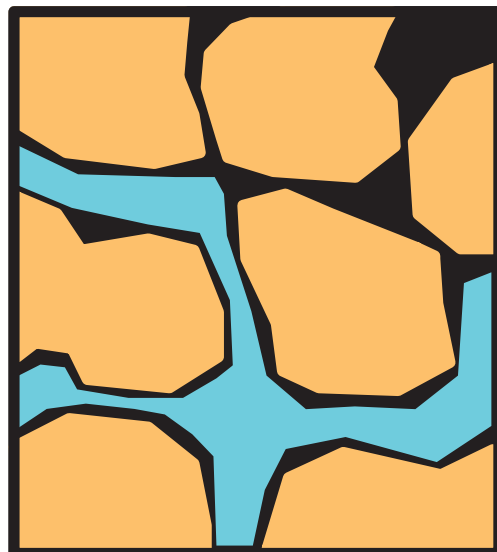
## Mouillabilité

### ■ Fluides de complétion ou de workover

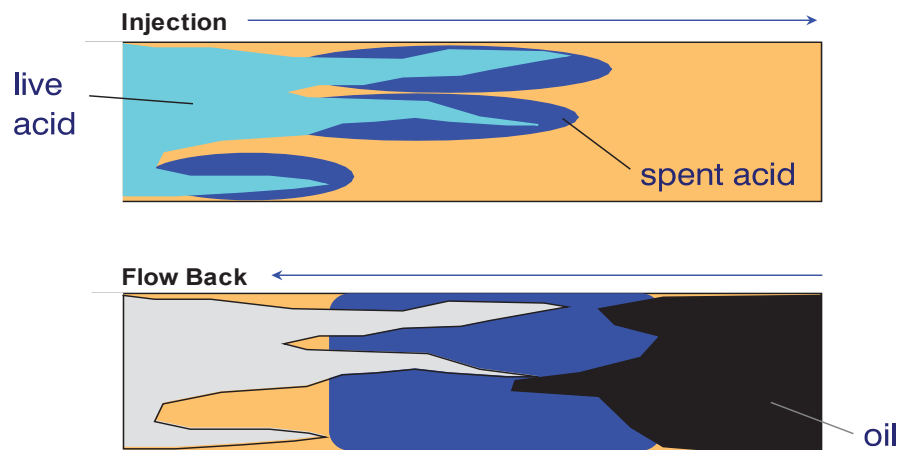
**Mouillé à l'eau**



**Mouillé à l'huile**

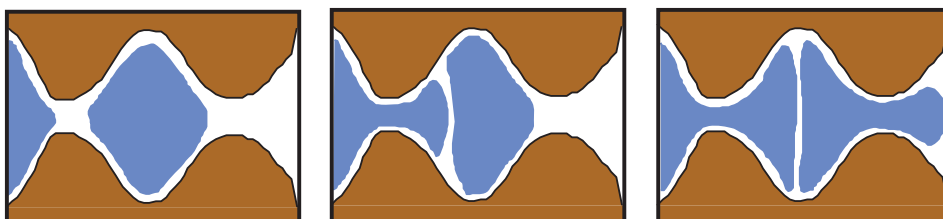


- Nettoyage/invasion du puits
- Mauvais contrôle du fer
- Effets des surfactants
- Dépôts
- Émulsions
- Déconsolidation
- Précipitation secondaire
- Dispersion de l'argile



## Émulsion

- Dispersion stable de deux fluides immiscibles.
- Formée par l'invasion de filtrats dans toutes les zones ou par le mélange de filtrats à l'huile avec les saumures de la formation.
- Stabilisée par les fines et des surfactants
- Traitement: Solvants mutuels, solvants



- **Injecteurs d'eau**
  - Solides/carbonates/argiles en suspension
- **Injection d'eau alcaline/de vapeur**
  - Dissolution/Précipitation de minéraux
  - (carbonates, zéolites, silice...)
- **Injection de CO<sub>2</sub>**
  - Formation de dépôts/ carbonates
  - Dissolution des carbonates
- **Injection de Polymères**
  - Résidus de gels
  - Transport des fines/Bridging

## Remèdes à l'endommagement

Le fluide de traitement le plus efficace devrait être déterminé en laboratoire en se fondant sur la casse de l'émulsion.

Phase externe aqueuse	Phase externe huileuse
Solvant mutuel  Méthanol (puits de gaz)	Solution à base de solvant

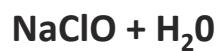
## Modification de la mouillabilité

- **Conception d'un traitement pour un changement de mouillabilité**
  - Identique à celle pour une émulsion
  - Systèmes de solvants
  - Surfactants

- Identique à celui d'une émulsion
- Acides ou acides-alcools pour les puits de gaz
  - Acide acétique cristallisé
  - Alcool méthylique
  - N<sub>2</sub>

## Traitement des bactéries

### ► Hypochlorite de Sodium (eau de Javel)



Hypochlorite de Sodium



Acide Hypochloreux

### ► Séquence du traitement

- Hypochlorite de sodium 50-75 gal/ft
- spacer de 3% de NH<sub>4</sub>Cl 10 gal/ft
- HCl (active l'Hypochlorite de Sodium )
- Mud Acid (en option)
- Overflush

- **Acide si l'endommagement est peu profond**
- **Fracturation si l'endommagement est profond**
- **Endommagement avec OBM**
  - Traiter comme une émulsion
  - Bouchon laveur avec un solvant aromatique suivi d'un solvant mutuel et d'un acide

## Points clés

### ✓ Identifier le type d'endommagement de la formation

- ✓ Source
- ✓ Emplacement

### ✓ Mettre au point une stratégie de traitement

- ✓ Nettoyage du puits
- ✓ Mécanique
- ✓ Traitement chimique avec temps de contact
- ✓ Elimination de l'endommagement matriciel
- ✓ Contournement de l'endommagement (fracturing)

### ✓ Concevoir le traitement

- ✓ Optimiser le volume
- ✓ Utiliser les techniques de mise en place appropriées
- ✓ Laisser suffisamment de temps de contact





# LES DÉPÔTS

*IFP*Training

## SOMMAIRE DE LA PRÉSENTATION

- ▶ Dépôts organiques
- ▶ Dépôts minéraux
- ▶ Contrôle et prévention des dépôts
- ▶ Traitements chimiques
- ▶ Traitements mécaniques
- ▶ Prévention des dépôts



# Dépôts organiques

## Dépôts organiques

### Asphaltènes

- ▶ Le dépôt d'asphaltènes se produit en cours de production du fait de la baisse de la température et de la pression trouvées dans ou aux abords du puits
- ▶ Contamination par le fer
- ▶ Effets du pH
- ▶ Injection de bruts paraffiniques
- ▶ Injection de fluides froids ou d'huile chaude

### Paraffines

- ▶ Le dépôt de paraffines se produit (principalement) en cours de production à cause de la baisse de la température ("point de trouble") et des pressions ("curing point")
- ▶ Dépôt dans les tubing,
- ▶ Puits

- ▶ Les hydrocarbures ou les alcanes saturés en paraffines (cristallisation d'origine thermique)
- ▶ Formation de dépôts, décollage
- ▶ Augmentation de la viscosité → Diminution du débit

## Diagnostiquer le dépôt de paraffines

- ▶ BHT est inférieure à la température de cristallisation
- ▶ La température critique (Tcc) est inférieure à 50°C et elle augmente avec :
  - % de C10+
  - pression : 1.5 °C/100 bars
  - GOR : 1 °C par 10 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>
- ▶ Lorsque la température est supérieure à 50 °C il n'y a pratiquement pas de risque de dépôt de paraffines

### ► Huile sous-saturée : (Pres<Pb)

- Pas de risque de dépôt

### ► Huile au-dessus de la saturation (Pres>Pb)

- Risque de dépôt aux abords du puits, principalement dans les cas où:
  - l'huile est asphalténique et  $0.88 < d < 0.93$
  - l'huile est paraffinique et  $d < 0.88$

## Solutions

### ► CHIMIQUE

- Utilisation de solvants aromatiques associé au coiled tubing ou un racleur
- Concentration d'inhibiteurs de dépôt +/- 70 / 80ppm
- Jamais efficace à 100%

### ► BIOLOGIQUE

- Utilisation de bactéries spécifiques

### ► THERMIQUE

#### *Pour les lignes de production*

- Dans le sol (sable, gravier)
- Double parois
- Isolation externe
- Chauffage de l'huile

#### *Pour les puits*

- Isolation de l'annulaire
- Chauffage par induction
- Chauffage du tubing
- Chauffage sur place par mélange de produits chimiques

### ► PHYSIQUE MÉCANIQUE

- Isolation interne de la ligne de production
- Introduction de particules magnétiques dans le fluide  
Lignes non bouchées :
- Raclage des lignes de production et du tubing.  
Lignes bouchées :
- Coiled tubing avec des solvants ou des méthodes thermiques,

## Les dépôts sont souvent éliminés mécaniquement par wireline



Traitement des réservoirs

IFP Training

9

## Asphaltènes

- ▶ Aromatiques lourds  $>C_{100}$
- ▶ Molécules plates et longues, de grande surface, qui s'effritent par conditions froides
- ▶ Produits par la destabilisation de l'huile autour du point de bulle, comme les dépôts de carbonates (chute de pression, influence moindre de la température)
- ▶ Mélange de 2 huiles (asphaltènes + paraffines ou condensats)
- ▶ Formation de dépôts lourds & augmentation de la viscosité

### Solutions

- Raclage avec du xylène
- Squeeze avec DSA 700
- Injection d'acide acétique

Traitement des réservoirs

IFP Training

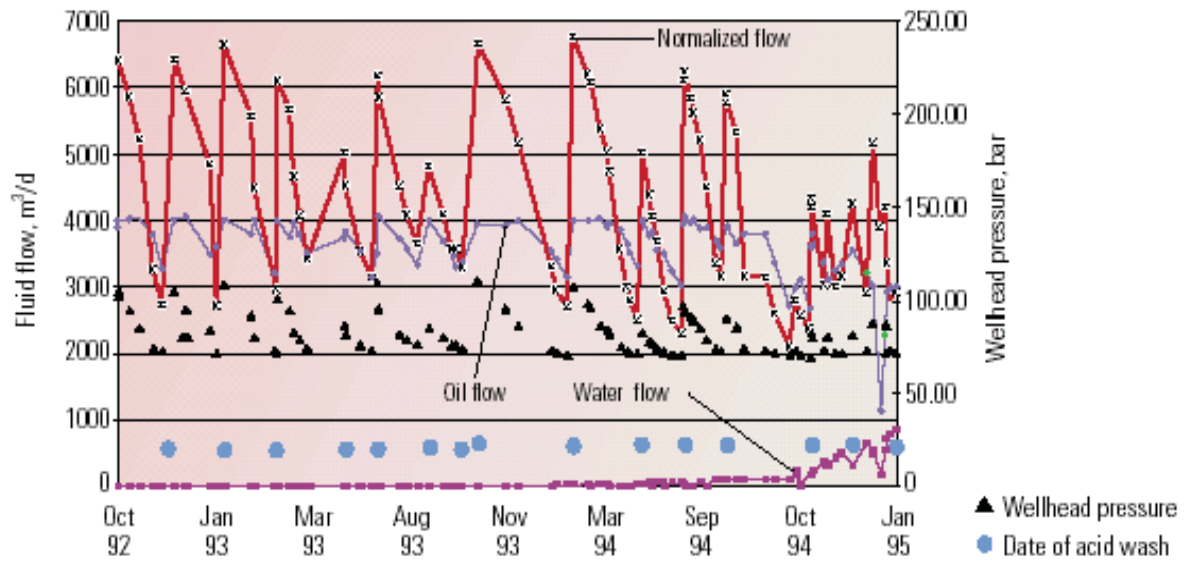
10

► **En pompant ou injectant : des fluide de forage ou de complétion, de l'acide, des fluides de fracturation, des inhibiteurs, du diesel ou des solvants**

- Risque important : densité de l'huile  $> 0.88$  et huile asphalténique
- Risque faible :  $d < 0.88$  et huile paraffinique
- Aucun risque :  $0.88 > d > 0.93$  et huile naphténique

## Dépôts minéraux

## Problème cyclique de production à cause de dépôts de carbonates



La courbe normalisée montre l'impact important et immédiat des multiples traitements à l'acide (cercles bleus) et de la perte consécutive de productivité du puits dans les un à trois mois suivants, ce qui indique une précipitation récurrente des carbonates.

Traitement des réservoirs

## Types de dépôts minéraux



**Dépôt de carbonates :  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$**

**Dépôt de sulfates :  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$**

**Dépôt de chlorures :  $\text{NaCl}$ ,...**

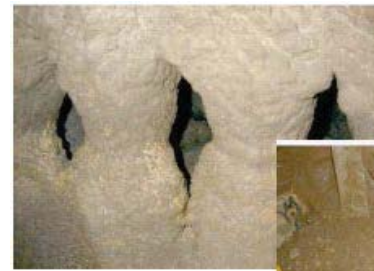
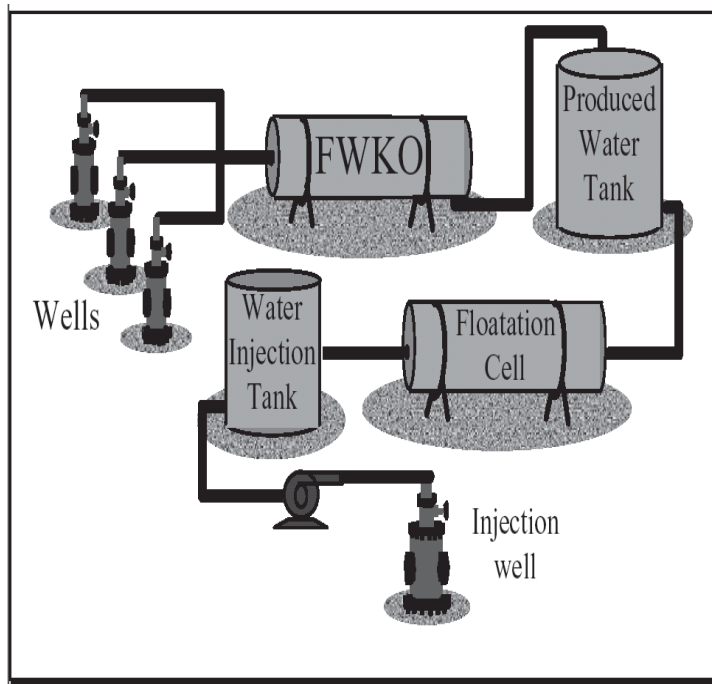
**Dépôt de fer : sulfure de fer, oxyde de fer,...**

**Dépôt de silice**

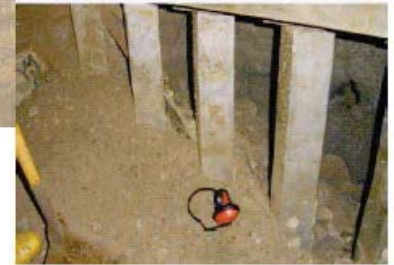
**Dépôt d'oxyde hydraté  $[\text{Mg}(\text{OH})_2]$ ,  $[\text{Ca}(\text{OH})_2]$**







separator before cleaning



separator after 70 tons of scale had been removed

## Dépôt de carbonates

- Un dépôt de carbonates se produit en cours de production ou d'injection du fait des changements des conditions thermodynamiques (P&T) ou lorsque des eaux incompatibles sont mélangées :

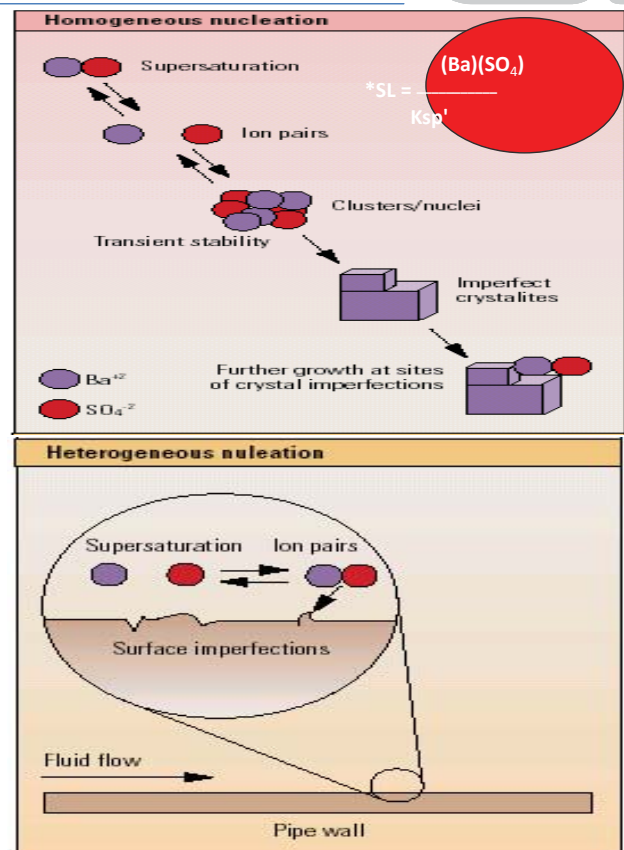
- Eau de formation avec eau injectée
- Eau de formation avec un filtrat de fluide...



## Mécanisme de dépôt des carbonates : processus de nucléation

La croissance de carbonates commence dans des solutions\* sursaturées avec des paires d'ions formant des cristaux seuls en solution, ce que l'on appelle **nucléation homogène**.

Les carbonates peuvent également se développer sur des défauts de surface préexistants – tels que des endroits rugueux à la surface liquide-tubing, ce que l'on appelle **nucléation hétérogène**.

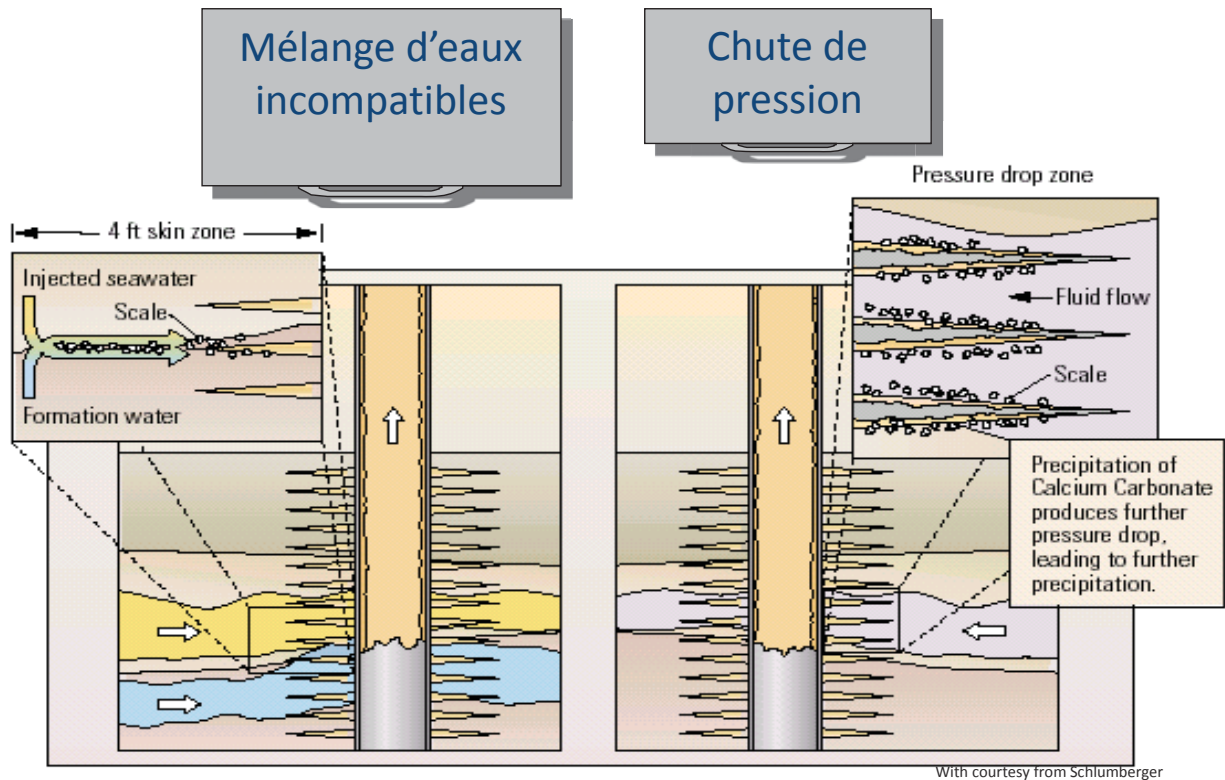


With courtesy from Schlumberger

## Sources de dépôts de carbonates

- **Production ou Injection**
- Forage
- Complétion et Workover
- Gravel Packing
- Stimulation
- Opérations d'injection
- .....

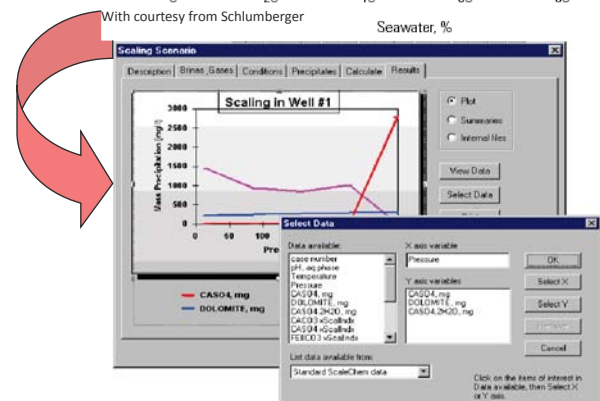
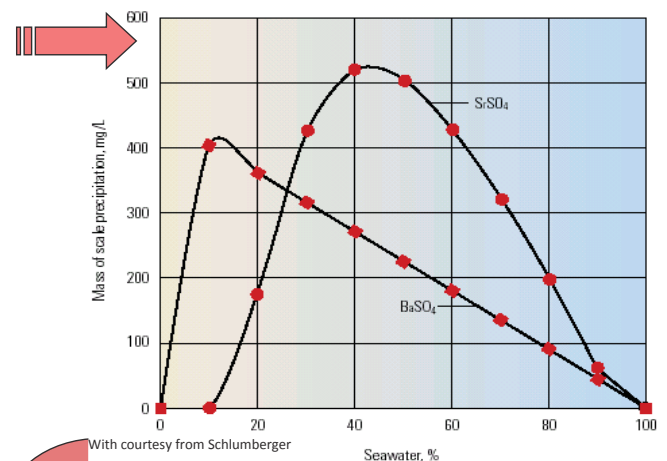
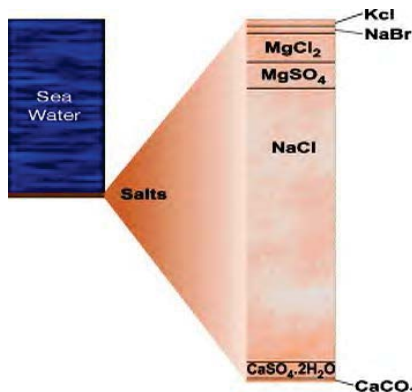
# Endommagement de la matrice dans des puits de production



## Compatibilité des eaux : mélange de saumures

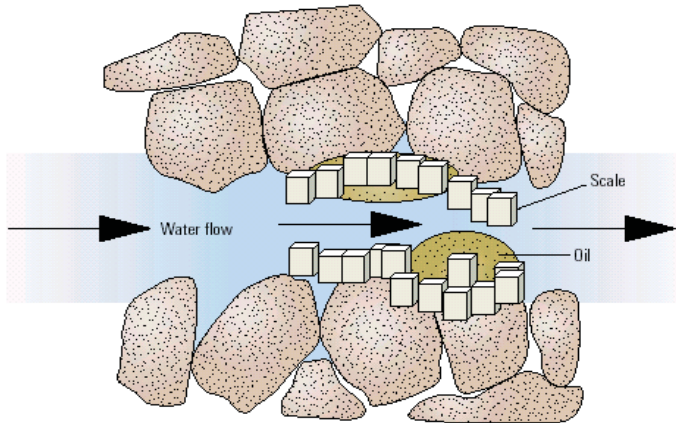
Brine Composition of Two Different Waters

Ion species	Formation water, ppm	Seawater, ppm
Sodium	31,275	10,890
Potassium	654	460
Magnesium	379	1368
Barium	269	0
Strontium	771	0
Sulfate	0	2960
Chloride	60,412	19,766
Calcium	5038	428

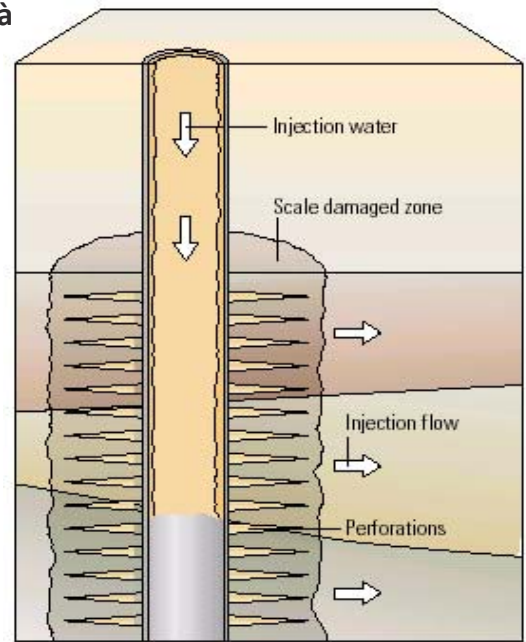


## Endommagement de la matrice dans le puits d'injection

Le dépôt de carbonates restreint l'écoulement des fluides à travers la formation, il en résulte une perte de la perméabilité



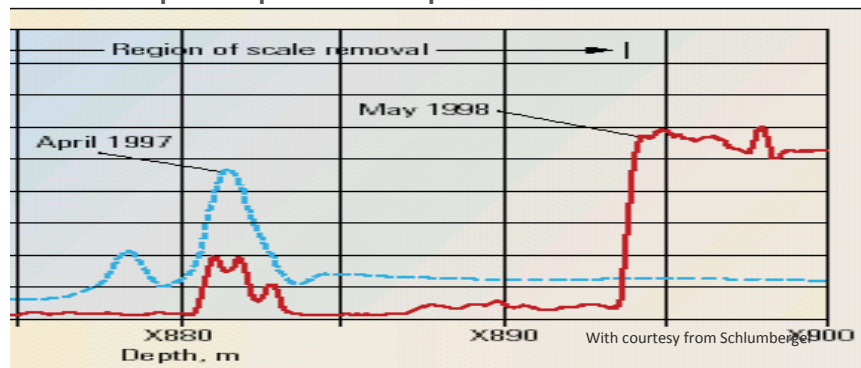
With courtesy from Schlumberger



With courtesy from Schlumberger

## Emplacement et identification du dépôt

(1997) Un log Gamma ray montre l'accumulation de carbonates sur un lower side-pocket mandrel un an avant le traitement. Le log de 1998 a été effectué après élimination du dépôt de la zone entre X872m et X894m et il indiquait la quantité de dépôt éliminée sur l'intervalle de 22m.



With courtesy from Schlumberger

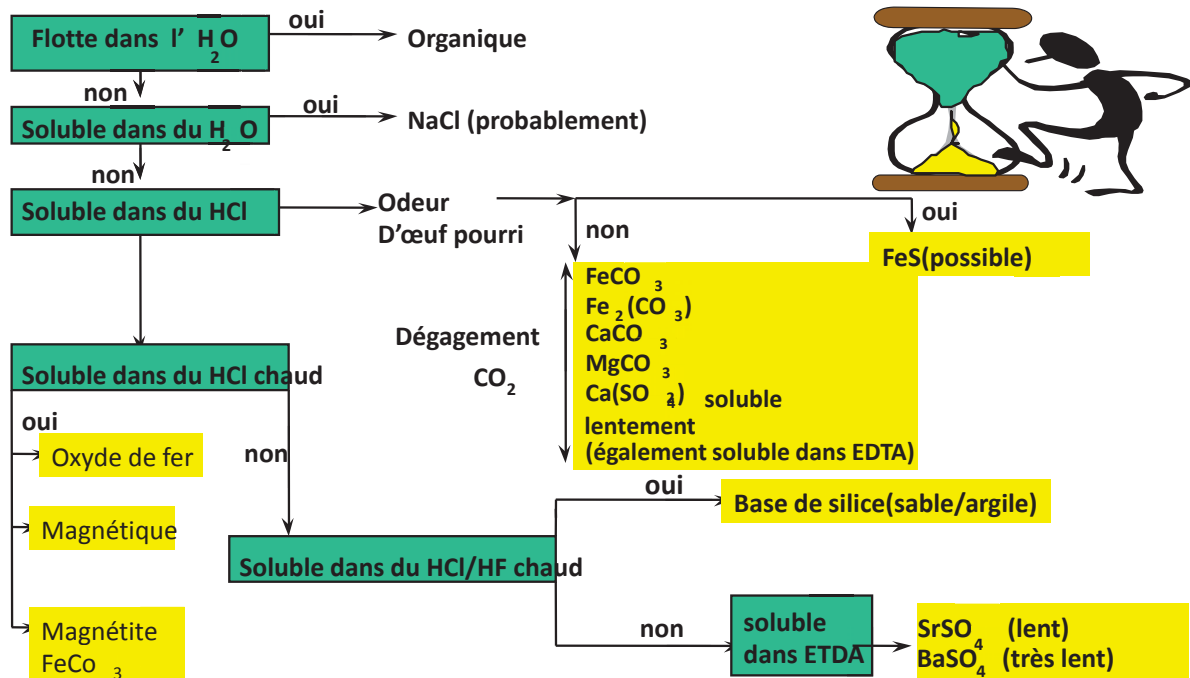
S  
S  
A  
C  
M  
A  
P  
P  
L  
E  
S



XRD (X-Ray Diffraction)



XRF (X-Ray Fluorescence)



## Mise en place des tests de mélange des eaux

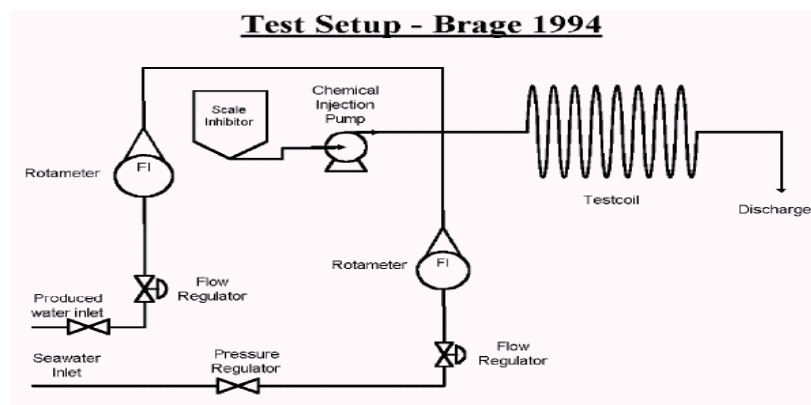


Figure 1. Preliminary tests on Brage mixing produced water and seawater.

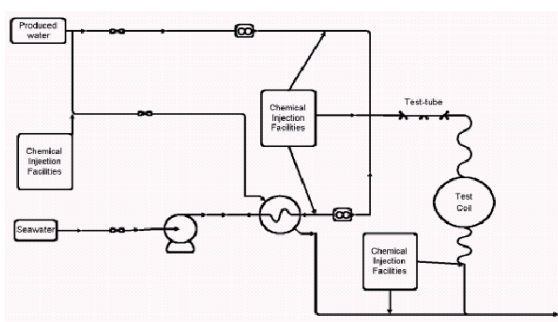


Figure 2. Diagram showing the principle of the Scale Test Rig.

## Scale Test Rig

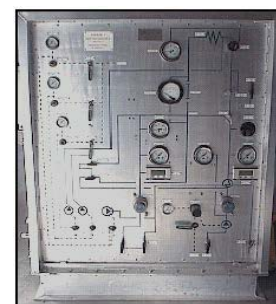


Figure 3. Front panel of the Scale Test Rig.



## Salinité

### • TEMPÉRATURE

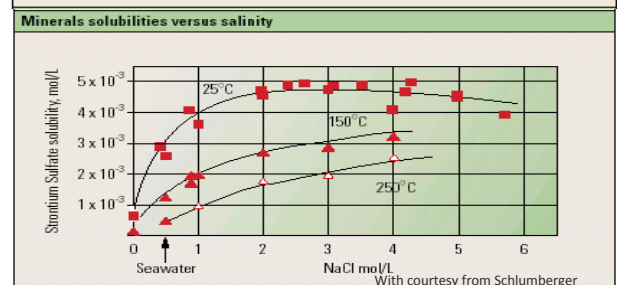
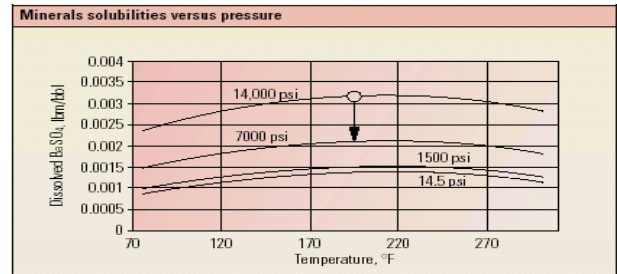
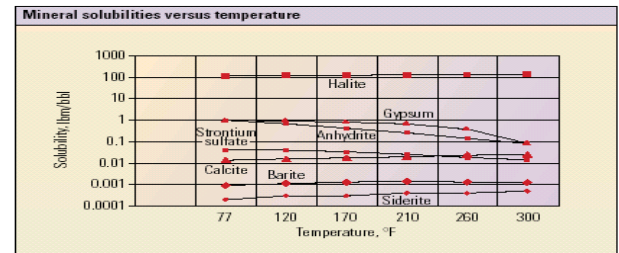
- La solubilité de la plupart des carbonates augmente avec T.
- Le carbonate de calcium se comporte de façon inv.

### • PRESSION

- La solubilité de la plupart des minéraux diminue lorsque la pression diminue.
- Solubilité des dépôts de carbonates.....( $\text{CO}_2$ )

### • SALINITÉ

- La solubilité des dépôts de sulfates augmente d'habitude avec la salinité
- Dépôts de carbonates.....



## Observation sur le terrain

- ▶ Le dépôt de sulfates est principalement dû au mélange des eaux incompatibles dans les puits injecteurs ou producteurs
- ▶ Le dépôt de carbonates est principalement dû à une chute de pression
- ▶ Le dépôt de fer (sulfure, hydroxyde, ..) est souvent le résultat de la corrosion ou d'une reprécipitation après acidification, si celle-ci a été mal conçue

- ▶ **Collecter des informations sur le problème**
  - Existe-t-il des échantillons de dépôts disponibles pour analyse ? (XRD-XRF)
  - Obtenir des échantillons/analyses d'eau représentatifs
  - Obtenir les conditions de puits/surface/etc. : P, T, BSW, composition du gaz, profil du puits, .... Stratification
- ▶ **Examiner les résultats/analyses et utiliser des logiciels de simulation adaptés (ScaleChem, Scale 2000, Phreeqc, etc.) pour prédire les risques de dépôt**
  - Mélange de l'eau de formation (FW) et de l'eau injectée (IW)
  - Mélange des eaux sous différentes conditions de température et de pression
  - Profile de T&P du puits à des ratios donnés de mélanges d'eaux
- ▶ **Lorsque cela est possible, comparer les dépôts prévus/observés -> si incohérent, rechercher un autre mécanisme délicat (évaporation, etc.) lié aux conditions locales**
- ▶ **Réconcilier observations et explications**

## DÉPÔTS: comment traiter le problème?

- ▶ **Évaluer les risques de dépôt est la façon la plus efficace de traiter le problème**
  - besoin de prendre des échantillons d'eau de l'aquifère rapidement dans la phase d'évaluation
  - Utiliser des logiciels géochimiques (disponibles chez différentes sources)
- ▶ **Un traitement curatif sur les sulfates est presque impossible**
  - Il vaut mieux prévenir que guérir
- ▶ **Un traitement préventif est possible mais il faut s'y attaquer rapidement dans le projet**
  - Injection en continu au fonds du puits
  - Injection de batch dans le réservoir (Risques d'endommagement de la formation)
  - Éliminer les sulfates de l'eau d'injection : onéreux mais efficace avec les puits subsea



# Contrôle et prévention des dépôts

Traitement des réservoirs

IFP Training | 29

## Contrôle et prévention des dépôts

### Contrôle

Traitements mécaniques ou  
chimiques

### Prévention

Traitements par inhibiteur  
chimique

Traitement des réservoirs

IFP Training | 30



# Traitement chimique

Traitement des réservoirs

IFP Training

31

## Préparation du programme de traitement

- ▶ Le type de dépôt n'est pas toujours connu de façon précise et il pourrait s'agir aussi d'un dépôt mixte (organique et minéral)
- ▶ Il est important de connaître la quantité de dépôt, la méthode de nettoyage doit être adaptée à la nature des dépôts et à la complétion
- ▶ Nettoyage des dépôts NORM : problème des retours

Traitement des réservoirs

IFP Training

32



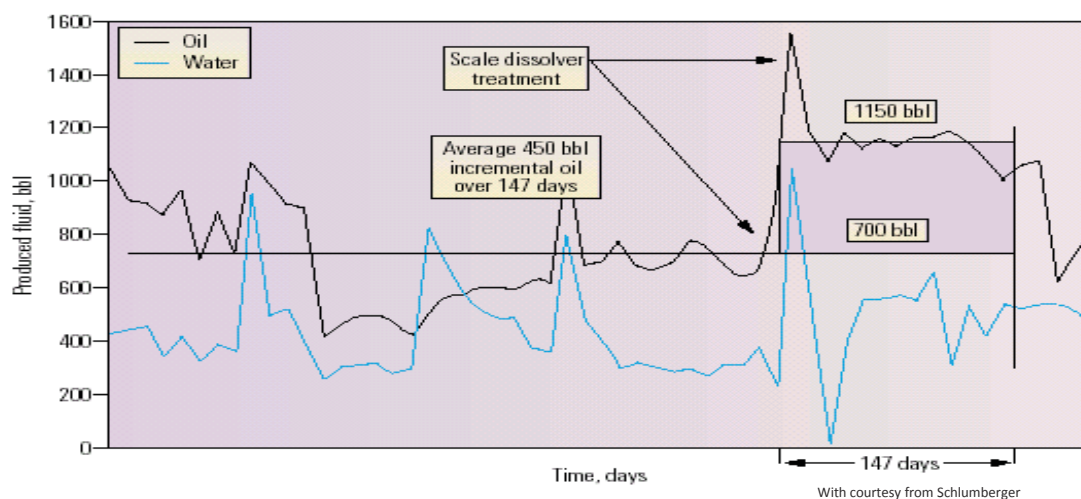
- ▶ Le coiled tubing est une manière très efficace de mise en place : action des jets
- ▶ Le bull heading peut être utilisé si l'injectivité le permet
- ▶ Dans certains cas on utilise un traitement chimique avec temps de contact

## Outils pour le nettoyage chimique

Tool	Description	Clean hard bridges	Clean tubular jewelry	Other advantages	Other disadvantages
<b>Chemical cleaning</b>					
Fixed wash tool	Fixed tool with many large-diameter nozzles. Normally used only with chemical dissolvers.		Yes, if deposit is soluble.	Simple, robust tool	Most fluid power lost to circulating friction Low nozzle pressure—cannot remove inert deposits
Spinning-jetting tool	Rotational torque provided by nozzles offset from tool axis. No speed control.		Yes, if deposit is soluble.	Simple tool Complete wellbore coverage by rotating jets	Inefficient jetting due to high rpm (>5000)
Indexed-jetting tool	Nozzle head rotates ~90° when coiled tubing pressure is cycled. Head has many small-diameter nozzles to improve wellbore coverage.		✓		Requires multiple cleaning runs increasing job time and coiled tubing fatigue No surface indication of cleaning Small cleaning radius due to small nozzles
Turbine-powered jetting tool	Fluid turbine rotates nozzle with two nozzles. Eddy current brake controls rpm.		✓	Complete wellbore coverage with large cleaning ratios	Abrasives cannot be pumped through turbine Complex tool
Sonic tools	Used to create high-frequency pressure pulses that remove deposits by shock waves or cavitation.		Yes, if deposit is soluble.	Simple	Hydrostatic pressure suppresses cavitation Tools not effective in removing hard scales in lab tests

- ▶ Un traitement chimique peut donner de bons résultats selon la qualité du solvant et du type de dépôt
  - Solvant, acides, complexants, eau...
- ▶ On pourrait également effectuer de nouvelles perforations dans la partie tubée du puits
- ▶ La fracturation permet de contourner la zone endommagée et par la suite, du fait de la faible dP et de l'importante zone de frac de la formation, le processus de déposition est retardé.

## Traitement par dissolvant de dépôts



Endommagement lié à un skin élevé par le dépôt de **BaSO<sub>4</sub>** et de **CaCO<sub>3</sub>** dans les perforations et la matrice aux abords du puits, traité avec succès, ayant pour résultat une **augmentation de 64% de la production d'huile pendant plus de 147 jours**



# Traitement mécanique

Traitement des réservoirs

IFP Training

37

## Nettoyage mécanique du puits

- ▶ Cette méthode qui consiste à utiliser un racleur sur WL est peu chère mais demande du temps : elle est efficace si les dépôts ne sont pas trop rigides
- ▶ Le forage avec une turbine (associé à du CT ou de snubbing) est efficace lorsque la quantité de dépôts est importante
- ▶ Avec un Coiled Tubing il existe également la possibilité d'utiliser des outils scale blaster tools (Abrasivejet, Versajet, Hydrablast...)

## Outils pour le nettoyage mécanique du puits

Tool	Description	Clean hard bridges	Clean tubular jewelry	Other advantages	Other disadvantages
<b>Mechanical cleaning</b>					
Positive displacement motor and mill	Fluid-powered 'Moineau' motor and mill. Mill removes deposits by grinding.	Yes. Clean rate may be very slow.		Positive surface indication of cleaning Small cuttings make hole cleaning easier	Motor stator and mill are expensive expendables ~300°F [150°C] limit Not compatible with scale dissolvers Mill can damage tubulars
Impact hammer	Fluid powered percussion hammer. High shock forces shatter brittle deposits.	Yes. Clean rate may be very slow.		Positive surface indication of cleaning Simple, robust tool	Large cuttings size makes hole cleaning more difficult Not compatible with scale dissolvers
<b>Jet Blaster tools</b>					
Scale Blasting technique	Nozzle head rotated by two nozzles offset from tool axis. Viscous brake controls rpm.		✓	Complete wellbore coverage with large cleaning radius Positive surface indication of cleaning	
Bridge Blasting technique	Fluid-powered 'Moineau' motor and jet/mill head. Radial jets follow pilot mill.	✓	✓	Positive surface indication of cleaning	Motor stator is an expensive expendable ~300°F limit

With courtesy from Schlumberger

Traitement des réservoirs

IFP Training

39

## Élimination d'un dépôt (carbonate) d'un tubing par projection sous pression

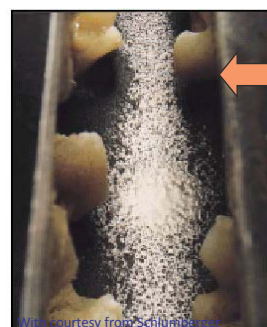
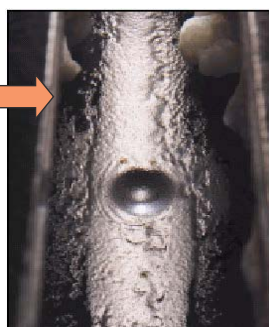
Projection sous pression dans le tubing d'un seul jet d'eau à une vitesse de 1mm/sec. Même si une partie du dépôt de carbonate a été éliminé, il en reste encore une quantité importante.



Projection sous pression de sable abrasif avec un seul jet d'eau à une vitesse de 1 mm/sec. Pendant le test le jet est resté immobile pendant 3 minutes et le jet de sable a creusé un trou à travers presque 80% de la paroi du tubing, ce qui est un niveau d'endommagement inacceptable.



Projection sous pression de billes de verre avec un seul jet d'eau à une vitesse de 1mm/sec. Le dépôt de carbonate a été éliminé. Pendant le test, le jet est resté immobile pendant 3 minutes et les billes de verre ont creusé un trou à travers presque 30% de la paroi du tubing



Projection sous pression de l'abrasif Sterling Beads avec un seul jet d'eau à une vitesse de 1mm/sec pour éliminer le carbonate. Pendant le test, le jet est resté immobile pendant 3 minutes et moins de 2% d'acier a été éliminé de la paroi du tubing.

Traitement des réservoirs

IFP Training

41





# Prévention des dépôts

Traitement des réservoirs

IFP Training

42

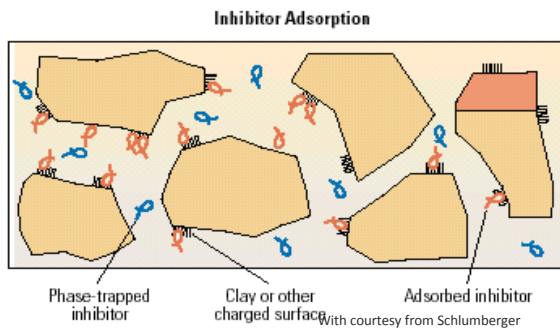
## Squeeze d'inhibiteur de dépôt

- ▶ Le contrôle et la prévention des dépôts est une application importante dans la production d'huile et de gaz. Une technique fréquente de contrôle des dépôts est le squeeze d'un inhibiteur dans la formation en cours de production.
- ▶ En cours de production, l'inhibiteur se dissout ou se désorbe dans la saumure, et évite ainsi la formation de dépôts.
- ▶ L'informatique prédit les interactions entre l'inhibiteur chimique et la formation, fournissant ainsi aux ingénieurs un outil pour concevoir et optimiser l'application de squeeze d'inhibiteur.

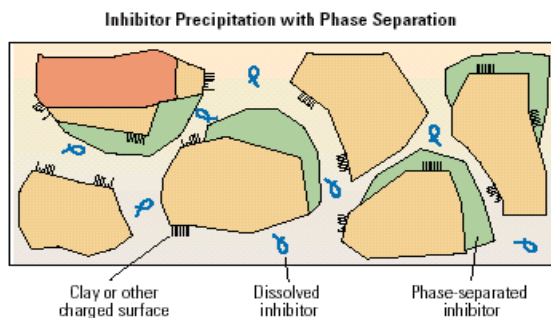
Traitement des réservoirs

IFP Training

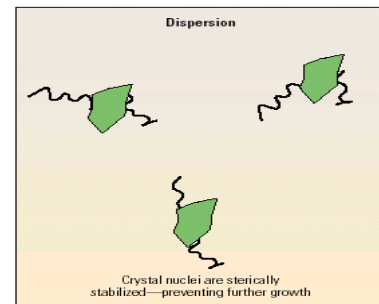
43



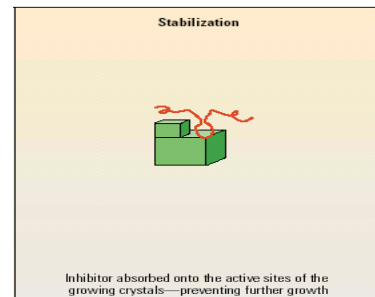
Adsorption aux parois des pores



Précipitation dans les espacements de pores



La dispersion évite que les petits cristaux de carbonate adhèrent aux parois du tubing et à d'autres particules de cristaux



Les produits chimiques de stabilisation modifient la structure du dépôt, évitant ainsi que d'autres cristaux ne s'y fixent

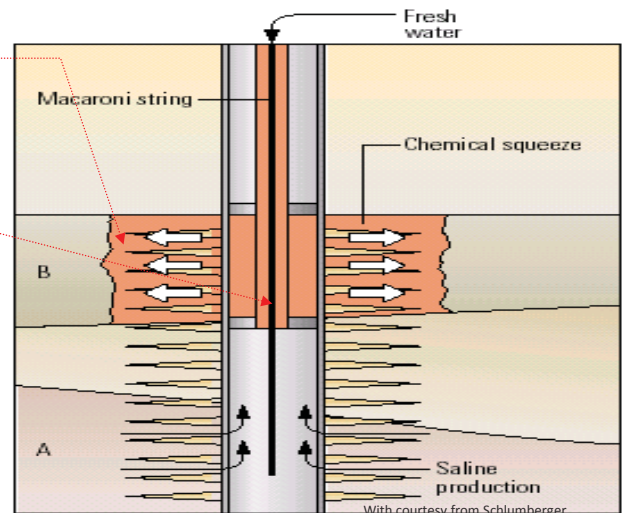
## Squeeze d'inhibiteur de dépôt

- ▶ Ces produits ont une action limitée dans le temps
- ▶ Ils doivent être contrôlés en laboratoire afin de vérifier leur efficacité
- ▶ Il est difficile de les mettre en place (principalement dans les puits à long intervalles ou horizontaux)
- ▶ Une façon d'améliorer leur mise en place est l'utilisation de techniques de diversion comme l'acidification de la matrice

## Technique de mise en place de l'inhibiteur de dépôt

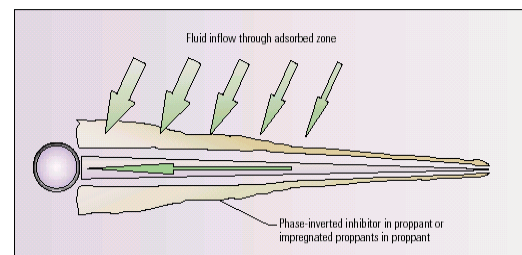
- **Squeeze d'inhibiteur** régulier dans la formation.

**Tube macaroni** Le tube macaroni de petit diamètre, également appelé tube spaghetti, ou tube capillaire, apporte les fluides et les produits chimiques au puits producteurs.



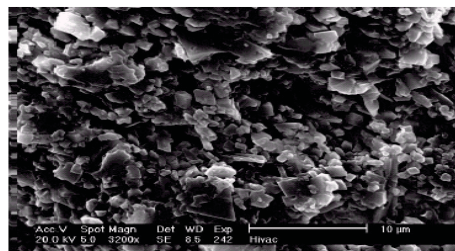
- **Stimulation par fracture** avec mise en place de l'inhibiteur.

On obtient une mise en place très efficace d'un inhibiteur de dépôt en pompant l'inhibiteur dans le fluide de frac lors d'une stimulation par fracturation.

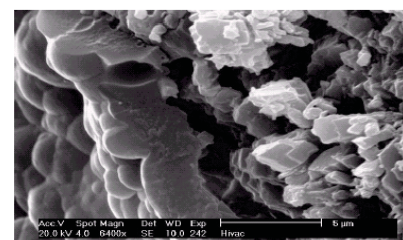
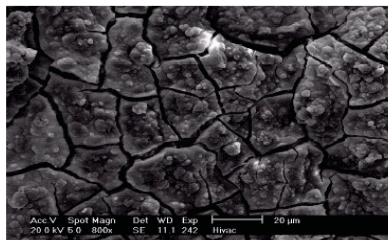


## Inhibiteur de dépôt

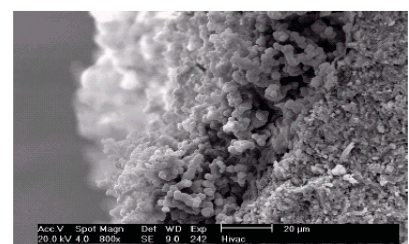
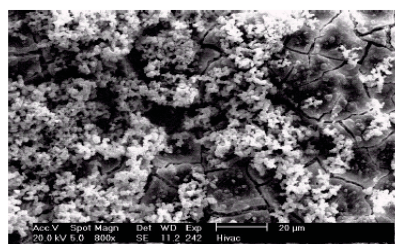
**Matrice avant traitement**



**Précipitation de l'Inhib. dépôt N°1**



**Précipitation de l'Inhib. dépôt N°2**



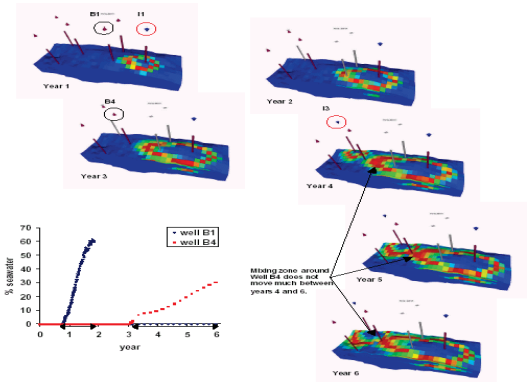
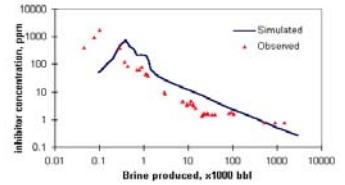
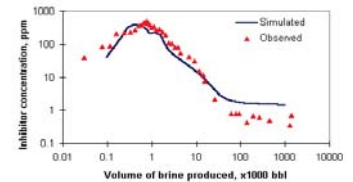
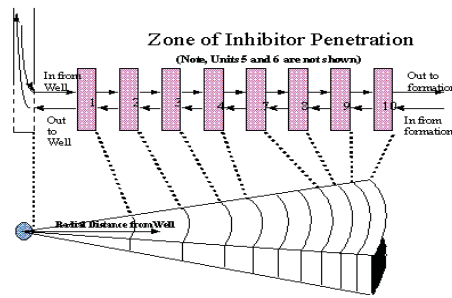
### ► Logiciel de simulation

### ► Statique

- ScaleChem
- Scale 2000
- Phreeqc

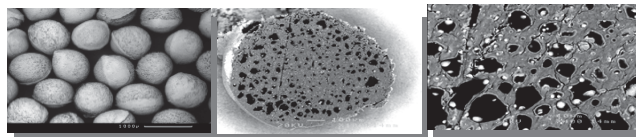
### ► Dynamique

- SQUEEZE V (JIP-HW U.)
- REVEAL (GUI+Phreeqc)
- Stars



## Nouveau défit et technologies émergentes

**Agents de soutènement imprégnés** – Une matrice poreuse en céramique qui peut être utilisée pour stocker et libérer des phosphonates et des polymères inhibiteurs de dépôts. Des essais sur site ont été menés dans le secteur de UK et de la Norvège, en Alaska et dans le GoM (SPE 68300)



- **Inhibiteur de Dépôt en émulsion** – Un système d'apport de produits chimiques à base d'une émulsion continue à l'huile utilisé avec succès sur Mobil Beryl (SPE 60210)
- **Inhibiteur de dépôt compatible avec l'acide** – Un ensemble de stimulation et de squeeze combinés pour réduire la fréquence d'intervention utilisé avec succès en Amérique du Sud et du Nord avec BP (SPE 68312)
- **Inhibiteur écologique de dépôt soluble dans l'huile** – Un produit de Cat E identifié comme "le meilleur de sa catégorie" et utilisé avec succès sur BP Mungo (SPE 74665)
- **Durée de squeeze prolongée HP/HT.** Un inhibiteur  $\text{BaSO}_4$  très efficace ajoute une valeur significative au BP Miller (SPE60198, SPE65040)



## Points clés

- ▶ L'accumulation des dépôts se produit en cours de production ou d'injection à cause des changements des conditions thermodynamiques (P&T)
- ▶ Les dépôts peuvent également se former lorsque des eaux incompatibles sont mélangées :
  - Eau de formation avec eau d'injection
  - Eau de formation avec filtrat de fluide...
- ▶ Des modèles peuvent prédire la formation de dépôts dans la mesure où des analyses d'eau/gaz sont disponibles
- ▶ On trouve des inhibiteurs de dépôts ou des dissolvants

## Types de dépôts

- ▶ Dépôt de carbonates :  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$
- ▶ Dépôt de sulfates :  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$
- ▶ Dépôt de chlorures :  $\text{NaCl}$ ,...
- ▶ Dépôt de fer : sulfure de fer, oxyde de fer,...
- ▶ Dépôt de silice
- ▶ Dépôt d'oxyde hydraté  $[\text{Mg}(\text{OH})_2]$ ,  $[\text{Ca}(\text{OH})_2]$



# ACIDIFICATION DES GRÈS

# SOMMAIRE DE LA PRÉSENTATION

- ▶ Introduction
- ▶ Description des grès
- ▶ Acides pour les grès
- ▶ Traitement typique
- ▶ Points clés de l'acidification des grès



## INTRODUCTION

### Selon vous, ...?

- ▶ Soit pour remédier à un endommagement de la formation et **RESTAURER LA PERMÉABILITÉ INITIALE** du réservoir
- ▶ Soit pour véritablement la stimuler en **AUGMENTANT la PERMÉABILITÉ en-place du réservoir**

## Acidification de la matrice : définition

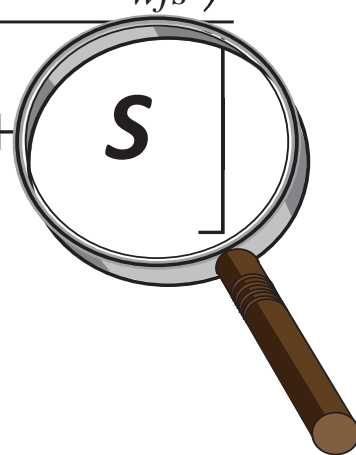
- ▶ C'est l'injection d'un acide qui dissout une partie des composants de la matrice (ou l'espace entre les pores), entraînant ainsi une augmentation de la porosité et de la perméabilité
- ▶ On injecte l'acide en MODE MATRICE, i-e en dessous de la pression de frac

### DANS LES GRÈS

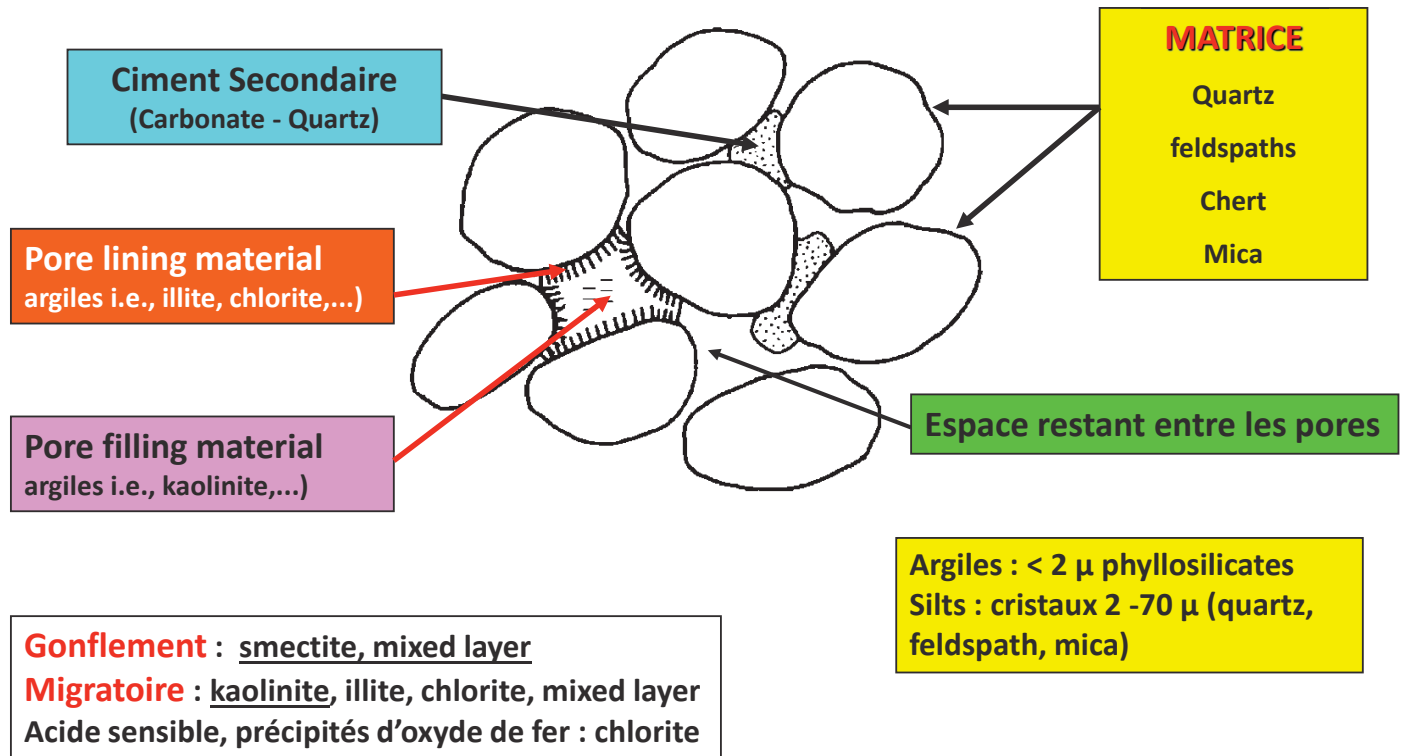
L'acide dissout une partie des minéraux (d'origine ou de l'endommagement) endommageant la perméabilité

### DANS LES CARBONATES

L'acide crée une nouvelle voie d'écoulement en dissolvant la roche de la formation

$$Q = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} K h (\overline{P}_r - P_{wfs})}{\mu_o B_0 \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$


## Description des grès



## Composants d'une matrice en grès

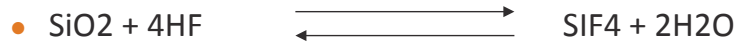
	Minéraux	Composition chimique
Quartz	Quartz	$\text{Si O}_2$
feldspaths	Orthocose Microcline	$\text{Si}_3 \text{ Al O}_8 \text{ K}$
	Albite	$\text{Si}_3 \text{ Al O}_3 \text{ K Na}$
	Plagioclase	$\text{Si}_{2-3} \text{ Al}_{1-2} \text{ O}_3 (\text{Na, Ca})$
Micas	Biotite	$(\text{Al Si}_3 \text{ O}_{10}) \text{ K} (\text{Mg, Fe})_3 (\text{OH})_2$
	Muscovite	$(\text{Al Si}_3 \text{ O}_{10}) \text{ K} (\text{Al}_2 \text{ OH})_2$
Argiles	Kaolinite	$\text{Al}_4 (\text{Si}_4 \text{ O}_{10}) (\text{OH})_8$
	Illite	$\text{Si}_{4-\chi} \text{ Al}_\chi \text{ O}_{10} (\text{OH})_2 \text{ K}_\chi \text{ Al}_2$
	Smectite	$(\text{Al Si}_3 \text{ O}_{10}) \text{ Mg}_5 (\text{Al, Fe}) (\text{OH})_8$
	Mixed layer	Kaolinite, Illite ou Chlorite avec Smectite

	Minéraux	Composition chimique
Carbonates	Calcite Dolomite Ankérinite Sidérinite	$\text{Ca CO}_3$ $\text{Ca, Mg (CO}_3)_2$ $\text{Ca, (Mg, Fe) (CO}_3)_2$ $\text{Fe CO}_3$
Sulfates	Gypse Anhydrite	$\text{Ca SO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$ $\text{Ca SO}_4$
Autres	Halite Oxydes de fer Sulfures de fer	$\text{Na Cl}$

## Acides pour les grès

### Combinaison de:

- ▶ Acide chlorhydrique (HCl)
- ▶ Acide fluorhydrique (HF)
- ▶ Le HF réagit avec les silicates et la silice



## Réactions du HF

- ▶ 1. Réaction primaire : **HF Réagit et devient du HF utilisé**
  - Pouvoir de dissolution du HF
  - Principalement des fluorures de silicium en solution
  - Juste un peu de HCl consommé
  - Réction de 5 à 15 cm aux abords du puits

### ► 2. Réaction Secondaire : **Réaction des fluorures de silicium**

- Précipitation secondaire de la silice
- Précipitation du fluosilicate
- Seuls restent les fluorures d'aluminium
- Beaucoup de HCl consommé
- Réaction complète au dessus de 50°C
- dans un rayon de 60 cm

### ► 3 . Réaction tertiaire : **Réaction des fluorures d'aluminium**

- Attaque des Al-F – Tout l'acide est consommé
- Sujets à la formation de dépôts de silicate d'aluminium
- Endommagement important ou endommagement pendant le dégorgement
- De graves problèmes lorsque l'acide usé s'écoule à travers les carbonates



- ▶ Un mélange d'acides chlorhydrique et fluorhydrique réagit avec de nombreux minéraux gréseux (Mud Acid)
- ▶ 1 m<sup>3</sup> de HF à 3% peut dissoudre **21 kg d'argiles**
- ▶ Réactions **complexes**
- ▶ **Risque de précipités (à éviter)**

## Vitesse de Réaction - Facteurs

- ▶ **a. Concentration en HF**
  - Concentration élevée en HF ★ Vitesse de réaction supérieure
- ▶ **b. Concentration en HCl**
  - Rôle principal du HCl ★ Éviter une précipitation secondaire
  - Milieu plus acide ★ Vitesse de réaction supérieure
- ▶ **c. Température**
  - La température augmentera la vitesse de réaction

### d. Composition minérale & Surface

↳ **Facteur dominant** ★ **Surface**

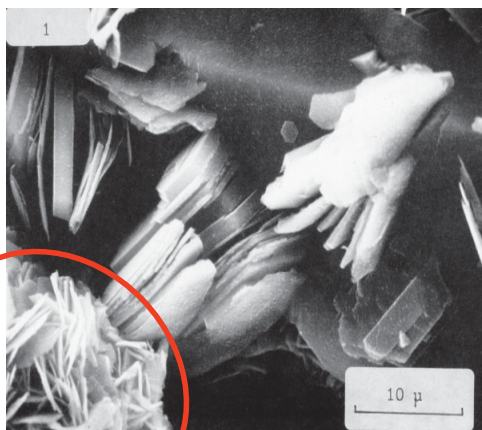
Minéral		Surface spéc.
Quartz		Quelques cm <sup>2</sup> /g
Feldspar		Quelques cm <sup>2</sup> /g
Argiles:	Kaolinite	22 m <sup>2</sup> /g
	Illite	113 m <sup>2</sup> /g
	Smectite	82 m <sup>2</sup> /g

↳ **Vitesse de réaction : Argiles > feldspaths >> Quartz**

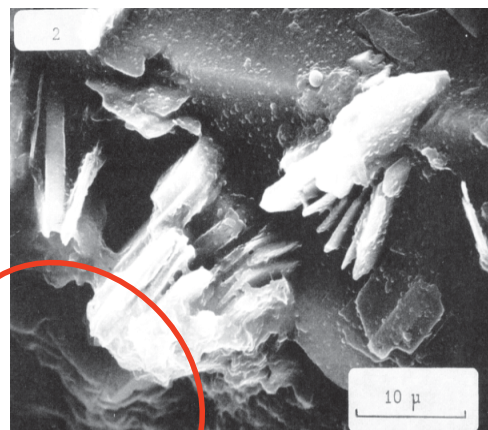
### Action de l'HF sur la Kaolinite et la chlorite

(Exposition à long terme de la Kaolinite)

**Avant**



**Après**



- ▶ Silice amorphe colloïdale :  $\text{Si (OH)}_4$
- ▶ Fluorure de calcium :  $\text{CaF}_2$
- ▶ Fluorosilicates de sodium et de Potassium
- ▶ Hydroxydes ferriques et Carbonates

**Pas de précipitation jusqu'à ce que le pH = 5 - 6**

**Éviter les précipités de fluorure car ils sont extrêmement endommageants**

## Formulations pour l'acidification des grès

- ▶ Acide pour les grès standard : HCl à 12% / HF à x %
- ▶ La concentration en HF est une optimisation entre la concentration maximale et la non déconsolidation de la matrice
- ▶ Principales formulations utilisées
  - Mud Acid normal : HCl à 12% - HF à 3% **appelé RMA**
  - HF à 13-1.5 %
  - Mud Acid à moitié concentré : HCl à 6% - HF à 1.5% **appelé HSMA**
  - HF à 9-1 %
  - HF à 4.5 – 0.5 %
- ▶ Dans les puits HPHT il faut réduire cette concentration en HF

## Problème : les argiles et les fines

- ▶ L'acide pour grès (HCl-HF) réagit très rapidement aux abords du puits et n'est pas efficace pour éliminer les argiles et autres fines en profondeur dans la formation
- ▶ Un système de Mud Acid retardé est utilisé pour une pénétration en profondeur de l'acide fluorhydrique
- ▶ Stabilisateur d'argile ou un système stabilisant les fines de la formation
- ▶ Faibles concentrations en HF
- ▶ Lorsque l'on utilise des saumures : concentrations en sel plus élevées pour inhiber les argiles
  - NH<sub>4</sub>Cl à 5%

## Quel est le problème avec les argiles ?

- ▶ Les argiles sont très sensibles à la chimie de l'eau
  - La smectite a une capacité d'échange élevée avec les cations
  - La kaolinite a une C.E.C faible mais elle peut être facilement stabilisée par des solutions ioniques
- ▶ Les argiles peuvent être déstabilisées, dispersées et libres de se déplacer dans la porosité : c'est ce que l'on appelle la migration des fines, source de nombreux endommagements aux abords du puits

**Certains puits montrent une bonne stimulation au départ, mais connaissent un rapide déclin de la production**

### Guide de sélection du Mud Acid

**BHST < 200° F**

Type	Minéralogie	>100 md	20 to 100 md	<20 md
1	Quartz élevé ( >80% ) Argile faible ( <10% )	12% - 3%	10 % - 2%	6% - 1.5%
2	Argile élevé( >10% ) Silt faible ( <10% )	7.5% - 1.5%	6% - 1%	4% - 0.5%
3	Argile élevé ( >10% ) Silt élevé ( >10% )	10% - 1.5%	8% - 1%	6% - 0.5%
4	Argile faible ( <10% ) Silt élevé ( >10% )	12% - 1.5%	10% - 1%	8% - 0.5%


### Guide de sélection du Mud Acid

**BHST > 200° F**

Class	Mineralogy	>100 md	20 to 100 md	<20 md
1	Quartz élevé ( >80% ) Argile faible ( <10% )	10% - 2%	8% - 1.5%	6% - 1%
2	Argile élevé ( >10% ) Silt faible ( <10% )	6% - 1%	4% - 0.5%	4% - 0.5%
3	Argile élevé ( >10% ) Silt élevé ( >10% )	8% - 1%	6% - 0.5%	6 - 0.5%
4	Argile faible ( <10% ) Silt élevé ( >10% )	10% - 1%	8% - 0.5%	8% - 0.5%

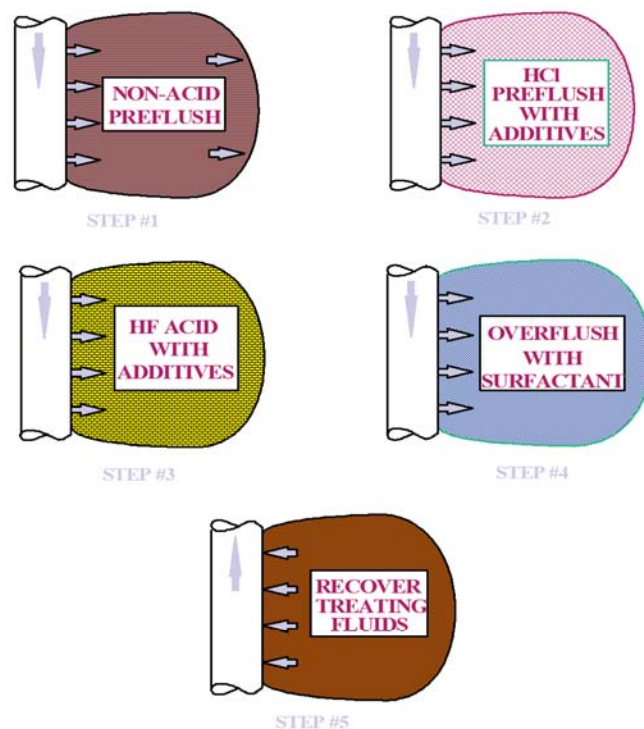
### ► Grès à ciment carbonaté

- Risque d'effondrement de la porosité à cause de la destruction du ciment carbonaté
- Utiliser une concentration en acide plus faible
  - Le test en laboratoire est très important pour vérifier que la matrice ne s'est pas écroulée
  - L'acide peut créer de petits wormholes
  - HCl à 7.5 % ou 5 % et HCl - HF 6 - 0.5
  - Ou seulement du HCl à 15 à 20% (pas de Mud acid)



## Traitement typique à l'acide

- ▶ **Preflush non acide** : rendre la formation plus compatible avec le fluide de HF utilisé.
- ▶ **Preflush acide**: barrière physique entre HF et le fluide de la formation.
- ▶ **Traitement à l'HF**: Traiter la matrice
- ▶ **Overflush**: Déplacer le traitement et tout précipité
- ▶ **Dégorgement**: Devrait être effectué dès que possible



## Séquences du traitement : 1 – Preflush

### Preflush

- ▶ **Déplace l'eau de la formation ou la saumure de complétion**
  - Évite les précipités entre l'HF et  $K^+$   $Ca^{2+}$   $Na^+$
  - Élimine les éventuels précipités de sel
  - Élimine les carbonates
- ▶ **Fluide utilisé**
  - Saumure à 3 à 5 % de  $NH_4Cl$  3 to 5%
  - HCl de 5 à 15 % + additifs spécifiques (solvant aromatique ou solvant mutuel)
  - Acide acétique +  $NH_4Cl$
- ▶ **Volume**
  - 50 à 75 % du traitement principal
  - % d'argile élevé = volume plus élevé



# Traitement principal

### ► Objectif

- Élargir les étranglements de pore et transporter les additifs pour réduire l'endommagement

### ► Fluide utilisé

- Mud acid ; concentration de l'HF selon la minéralogie, la température et le contenu en argile
- Effectuer un test en laboratoire dans une nouvelle formation
- Se méfier de la méthode du copier coller

### ► Volume : profondeur de l'endommagement et traitement nécessaire

### ► Volume optimal :

- Simulateur de mise en place de l'acide
- Expérience sur chantier, principe de base et concentration en acide HF
  - 3% 100gal/ft - 1.2 m<sup>3</sup>/m
  - 1.5% 150 gal/ft - 1.8 m<sup>3</sup>/m
  - 1% 200 gal/ft - 2.5 m<sup>3</sup>/m

Ne peut être que de 50 gallons par pied pour un endommagement de perforation

Peut être optimisé par la suite à partir de l'évaluation de l'opération

### Overflush

#### ► Déplacement du bouchon d'acide à plus de 3 ft de la zone du puits

- Puits d'huile:  $\text{NH}_4\text{Cl}$  /  $\text{HCl}$  faible / Diesel + solvant mutuel
- Puits de gaz:  $\text{NH}_4\text{Cl}$  /  $\text{HCl}$  faible
- Surfactant / Solvant mutuel

Laisse la formation mouillable à l'eau

Facilite le dégorgement

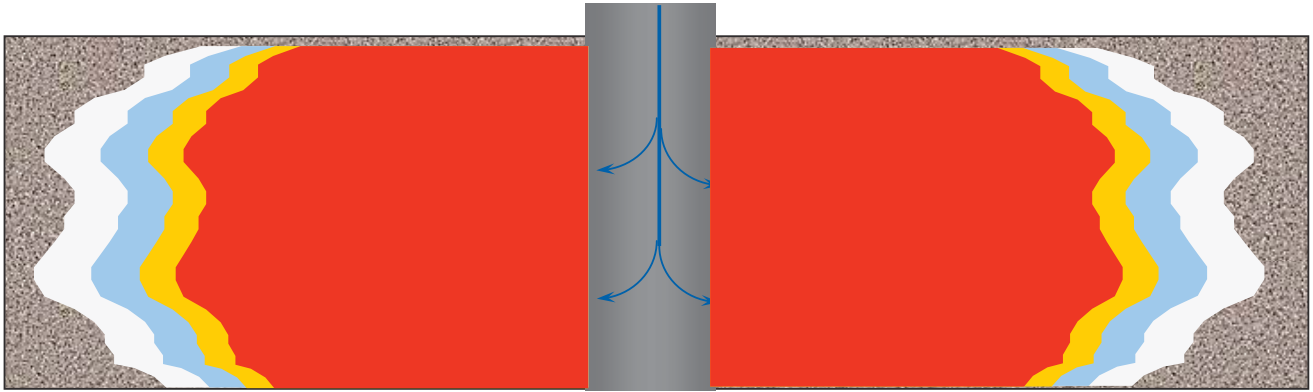
- Azote

Favorise le dégorgement dans les puits basse pression

Volume de 1 à 1.5 fois le volume du traitement principal

### Dégorgement

- Dès que possible
- Pratique courante : fluides énergisés
- Injecteurs d'eau : pas de dégorgement, commencer l'injection immédiatement
- Exception avec certains acides retardés (Clay acid)



- 1 La saumure du preflush déplace les saumures contenant des cations incompatibles loin du puits.
- 2 Le HCl (ou l'acide organique) du preflush élimine le  $\text{CaCO}_3$  de la matrice pour prévenir la précipitation de  $\text{CaF}_2$ .
- 3 Le mud acid remédie à l'endommagement de la formation par les silicates d'aluminium
- 4 L'overflush déplace l'acide utilisé loin de la matrice critique.

35

## Points clés de l'acidification des grès



36

Toute conception d'une formulation d'acide doit prendre en compte:

- ▶ Évidemment le type de roche et l'endommagement à traiter
- ▶ Mais aussi :
  - la corrosion des équipements de complétion : T°C & métallurgie
  - La présence inhérente de fer libre dans le puits et le besoin de le complexer pour éviter des précipités fortement endommageant
  - la compatibilité entre l'acide et l'hydrocarbure : risque d'émulsions, de sludges, ou de précipités
  - l'accessibilité de la roche par l'acide : besoin d'agents de surface actifs pour mouiller la matrice à l'eau
  - la capacité de transport des fines pendant le nettoyage
  - etc....

## Connaitre les fluides du puits

- ▶ Il est très important de connaître la production de gaz/huile/saumure du puits ainsi que la compatibilité des l'acide avec ces fluides. Il faudrait tester la compatibilité de tous les fluides avec l'acide en émulsion. Les fluides utilisés pour forer, compléter ou tuer le puits sont tout aussi importants.
- ▶ Les fluides d'acidification vont pénétrer de 6 pieds ou plus dans la formation, aussi il doit y avoir compatibilité entre les fluides de HF et d'HF usé et ces fluides. En cas d'incompatibilité, des preflush adaptés sont nécessaires.
- ▶ Il est important de connaître les paramètres du puits : BHST, pressions de surface et de fonds de puits, et type de complétion. Le type de fluide et d'additifs dépendra de la BHST. Les pressions et le type de complétion deviennent importants lorsque l'on envisage la mise en place de l'acide et la diversion.

## Ne pas oublier (1)

- ▶ Si vous traitez un long intervalle hétérogène : effectuer une diversion (mousse, billes...)

100 md x 10 ft

20 md x 50 ft

5 md x 200 ft

### Exemple

- Preflush
- Traitement principal
- Overflush
- Billes
- Preflush
- Traitement principal
- Overflush

## Ne pas oublier (2)

- ▶ Toujours effectuer un nettoyage du tubing avant le traitement
- ▶ Le bull heading dans un vieux tubing sans nettoyage par circulation peut s'avérer un désastre
- ▶ Filtrer tous les fluides qui vont être injectés
- ▶ Vérifier le circuit de dégorgement
- ▶ Un équipement spécial est nécessaire pour éviter le déversement de l'acide usé à la mer

## Ne pas oublier (3) : SÉCURITÉ

- ▶ Se rappeler que l'acide fluorhydrique (HF) doit être manipulé avec beaucoup de précautions. Éviter tout contact avec le liquide ou les vapeurs.
- ▶ Vérifier la douche de sécurité
- ▶ Le contact avec la peau peut engendrer de graves brûlures. Les brûlures de l'acide HF peuvent être très graves, mais elles ne se forment pas toujours immédiatement
- ▶ S'assurer de bien laver à grande eau toute éclaboussure sur les vêtements ou le corps. Porter des lunettes de sécurité et des gants imperméables en PCV en manipulant des solutions acides. Toujours lire et revoir les fiches de données de sécurité (FDS)
- ▶ Les solvants aromatiques ne peuvent être manipulés qu'en présence des équipements de sécurité adaptés

Traitement des réservoirs

IFPTraining | 41



## ACIDIFICATION DES CARBONATES

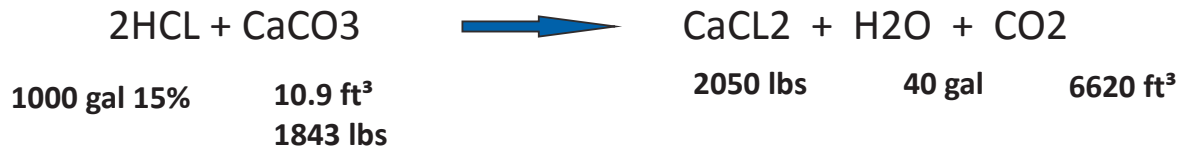
# SOMMAIRE DE LA PRÉSENTATION

- ▶ Carbonates et acides
- ▶ Pourquoi stimuler des réservoirs carbonatés?
- ▶ Comment stimuler les réservoirs ?
- ▶ Points clés de l'acidification des carbonates

## Carbonates et acides



### La relation de base entre HCL et le calcaire

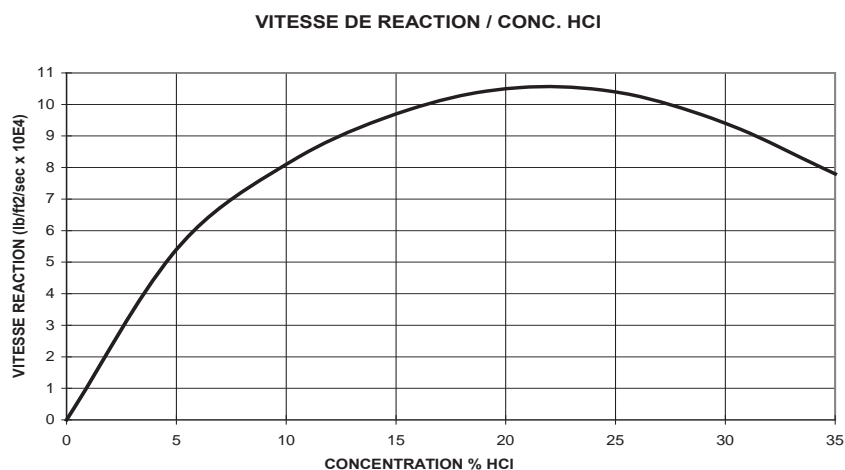


1m<sup>3</sup> HCL à 15% dissout 220 kg ou 81 dm<sup>3</sup> de CaCO<sub>3</sub>  
 1m<sup>3</sup> HCL à 20% dissout 300 kg ou 115 dm<sup>3</sup> de CaCO<sub>3</sub>  
 1m<sup>3</sup> HCL à 28% dissout 440 kg ou 162 dm<sup>3</sup> de CaCO<sub>3</sub>

HCl	15 %	28 %
Calcite	222 g/l	437 g/l
Dolomie	204 g/l	403 g/l

## Acide... Quel acide


- ▶ La plupart des traitements acides sur les réservoirs carbonatés sont effectués avec de l'HCl
- ▶ Dans la majorité des cas on pompe du HCl à 15 - 28 %. (15X - 28X)



► Dans certains cas (HT), on utilise des acides organiques

- $2 \text{CH}_3 \text{COOH}_{(\text{Acétique})} + \text{CaCO}_3 \Rightarrow \text{Ca}(\text{CH}_3\text{COO})_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$
- $2 \text{HCOOH}_{(\text{formique})} + \text{CaCO}_3 \Rightarrow \text{Ca}(\text{HCOO})_2 + \text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2$

Acide	Densité (15,6°C)	kg/m <sup>3</sup> de CaCO <sub>3</sub> dissous	Densité acide utilisé	CO <sub>2</sub> dégagé m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> (SCF/BBL)
HCl 7,5 %	1,037	106	1,1	24 (134)
HCl 15 %	1,0749	222	1,17	50 (278)
HCl 20 %	1,10	300	1,23	68 (379)
HCl 28 %	1,147	437	1,34	98 (550)
Acétique 10 %	1,0125	88*	1,08	20 (111)
Acétique 12 %	1,0154	101*	1,08	23 (127)
Formique 9 %	1,02	98	1,08	22 (123)



# Pourquoi stimuler un réservoir ?

## Pourquoi stimuler des réservoirs carbonatés?

$$PI = Q/\Delta P = \frac{2 \cdot \Pi \cdot k \cdot h}{B \cdot \mu \cdot [\ln(re/rw) + S_{total}]}$$

$S_{mec}$  "normalement"  
associé à plusieurs  
complétions / stimulations

$$S_{total} = S_{mec} + S_{geo} + S_{turb}$$

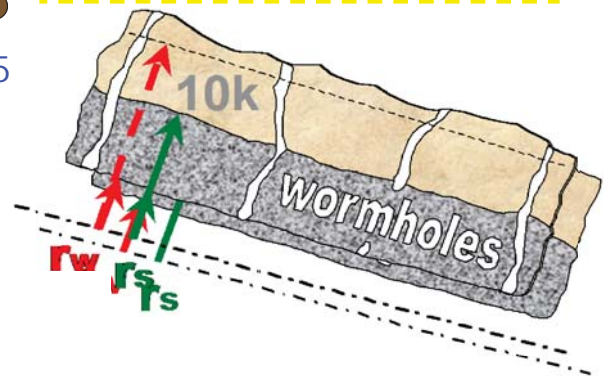
$$S_{mec} = \ln(r_s/r_w) \cdot [(k-k_s)/k_s]$$

(vertical)

$$S_{mec} = (\beta \cdot h/L_p) \cdot S_{méca}$$

(horizontal) (vertical)

$$\beta = (k_h/k_v)^2$$



Complétion naturelle / pas de nettoyage	1 to 25
Complétion naturelle / flush ad-hoc	0 to 1
Nettoyage de perf. / bouchon laveur à l'acide	-1 to 0
Traitement Intermédiaire à l'acide	-2
Grand Trait. avec bonne couverture de la zone	-3
Grand Trait. en porosité double	-4
Frac à l'acide correctement conçue	-5

## Pourquoi stimuler des réservoirs carbonatés?

L'augmentation du PI se traduit

$$PI = Q/\Delta P = \frac{2 \cdot \Pi \cdot k \cdot h}{B \cdot \mu \cdot [\ln(re/rw) + S_{total}]}$$

par:

Hausse  $Q$  (production)  
Baisse  $\Delta P$  (draw down)

- Aide à éviter l'effondrement de la formation dans le cas de formations tendres
- Réduit le water ou le gas coning
- Minimise les tendances à la formation de dépôts
- Déplace l'équilibre de phase vers des fractions plus petites de condensat ou de gaz
- Assure qu'un pourcentage plus élevé de l'intervalle complété contribue à la production

# Comment stimuler un réservoir carbonaté?

## Comment stimuler un réservoir carbonaté?

### ► Nettoyage du puits (bouchon laveur à l'acide)

( $0 < S_{mec} < -1$ )

- Connecte le puits à la formation : peut être fait avec de l'OH, volumes réduits ( $< 25 \text{ gal/ft}$ ), avec la colonne ou Coil Tubing et capacité de pompe réduite.
- $\Rightarrow$  pas de worm-holing i.e.  $S_{meca}$  de -1 au mieux

### ► Stimulation aux abords du puits

( $-1 < S_{mec} < -2$ )

- Pénétration dans les formations non contrôlées : risque de dissolution massive, ne peut pas être faite dans de l'OH (acide non orienté), vitesse de la pompe réduite (volume de 25 à 100 gal/ft)...
- $\Rightarrow$  pas de worm-holing ou limité i.e.  $S_{meca}$  de -2 au mieux

### ► Traitement massif à l'acide

( $-2 < S_{mec} < -4$ )

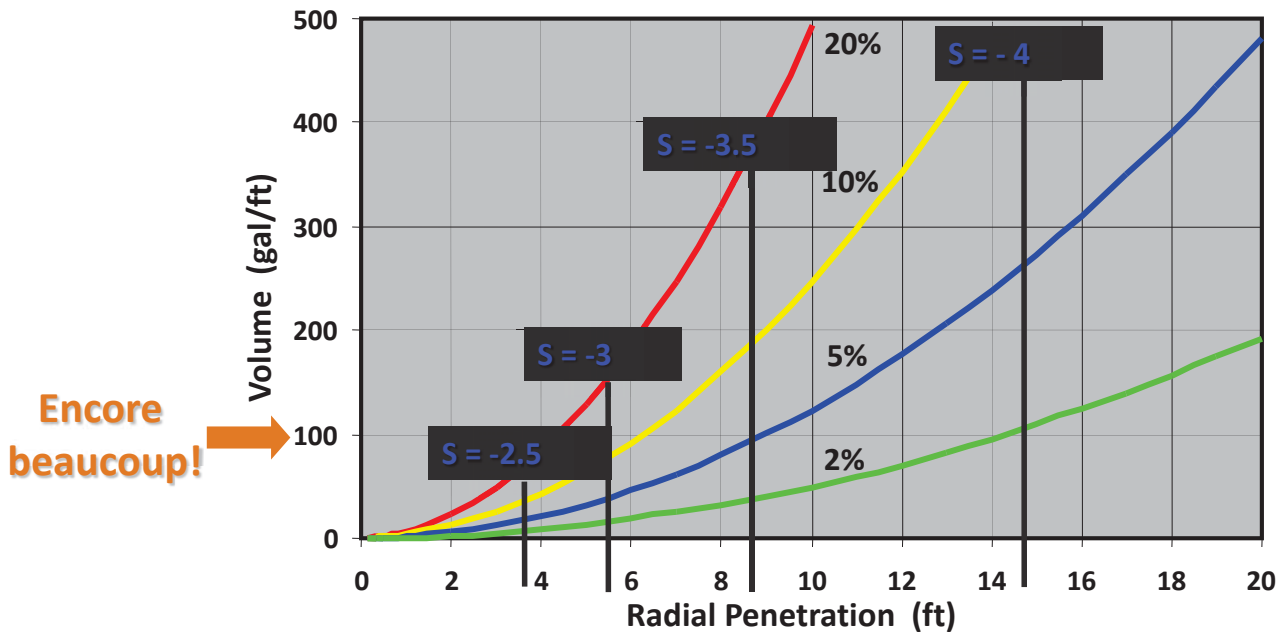
- Pénétration dans les formations contrôlées : Puits tubé obligatoire, besoin d'un système de diversion efficace, acide retardé, vitesse de la pompe élevée, volumes importants (150 à 300 ou plus gal/ft!)...
- $\Rightarrow$  worm-holing i.e.  $S_{meca}$  de -3 à -4 attendu

### ► Frac à l'Acide

( $-4 < S_{mec} < -5$ )

- Pénétration massive dans la formation: très grand volume, vitesse de la pompe très élevée, équipements adaptés et lourds...

## Remplissage radial : volume 15X vs. porosité de la matrice



Cependant on veut un Skin < -3.5 et le radial fill ne fonctionne pas  
Alors, comment procéder ?

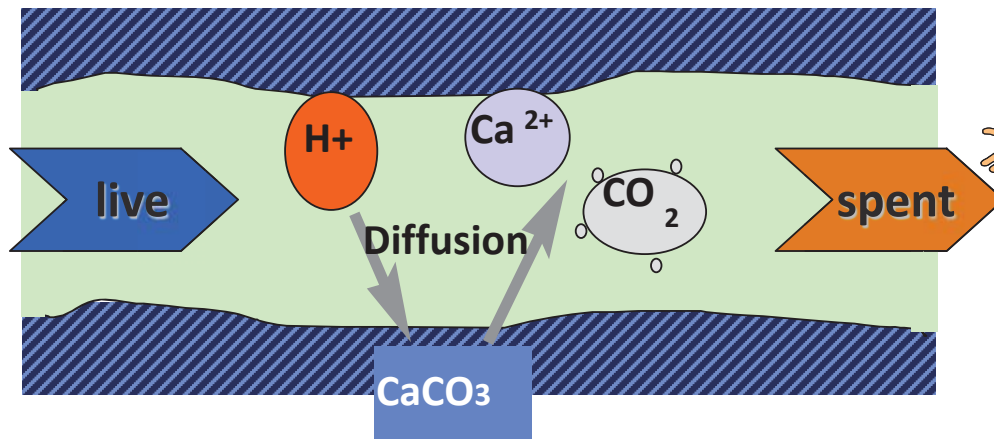
## Comment stimuler un réservoir carbonaté?

### ► POMPES DE L'ACIDE CHLORHYDRIQUE

Mais

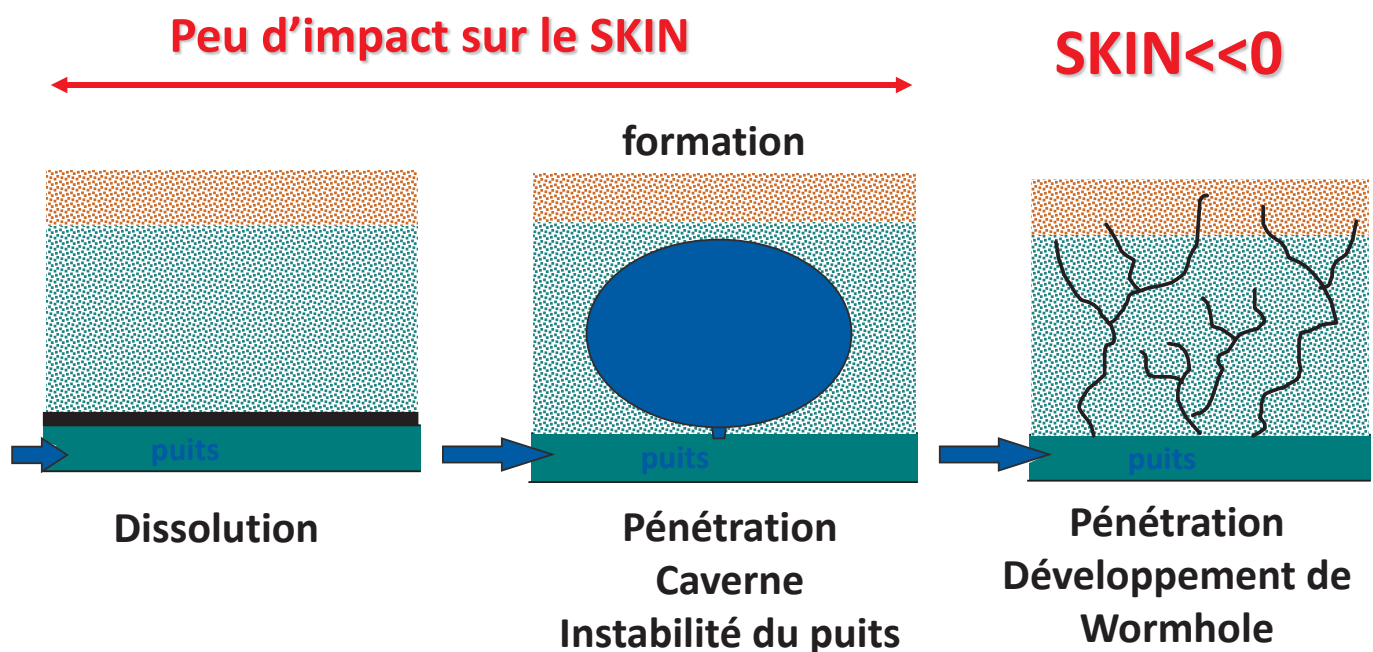
### ► QUELLES SONT LES ASTUCES?

## Les carbonates sont très réactifs à l'acide



**Le contrôle de la réaction rapide à l'acide  
détermine la façon dont l'acide  
va réagir avant d'être utilisé**

## Différent types de réaction de l'acide sur les roches carbonatées





# Les Défits

### ■ Pénétration de l'Acide

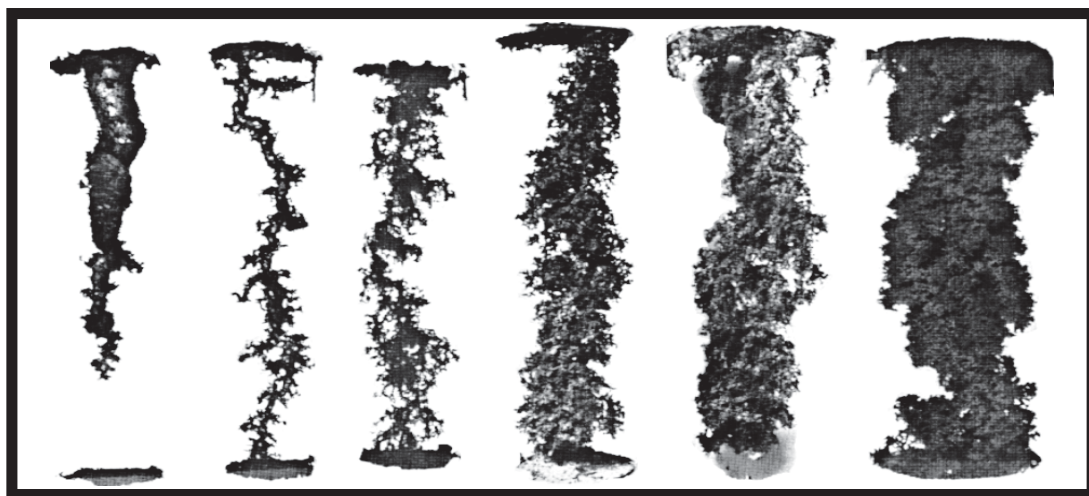
- Comment contrôler la réaction de l'acide avec la formation afin de favoriser une action en profondeur?

### ■ Développement de Wormholes

- Allez-vous créer des wormholes et quelle sera leur longueur?

## L'efficacité des wormholes

**Phénomène de Wormholing lorsque la vitesse d'épuisement de l'acide est contrôlée par Diffusion**



Vitesse d'injection croissante avec de l'acide retardé

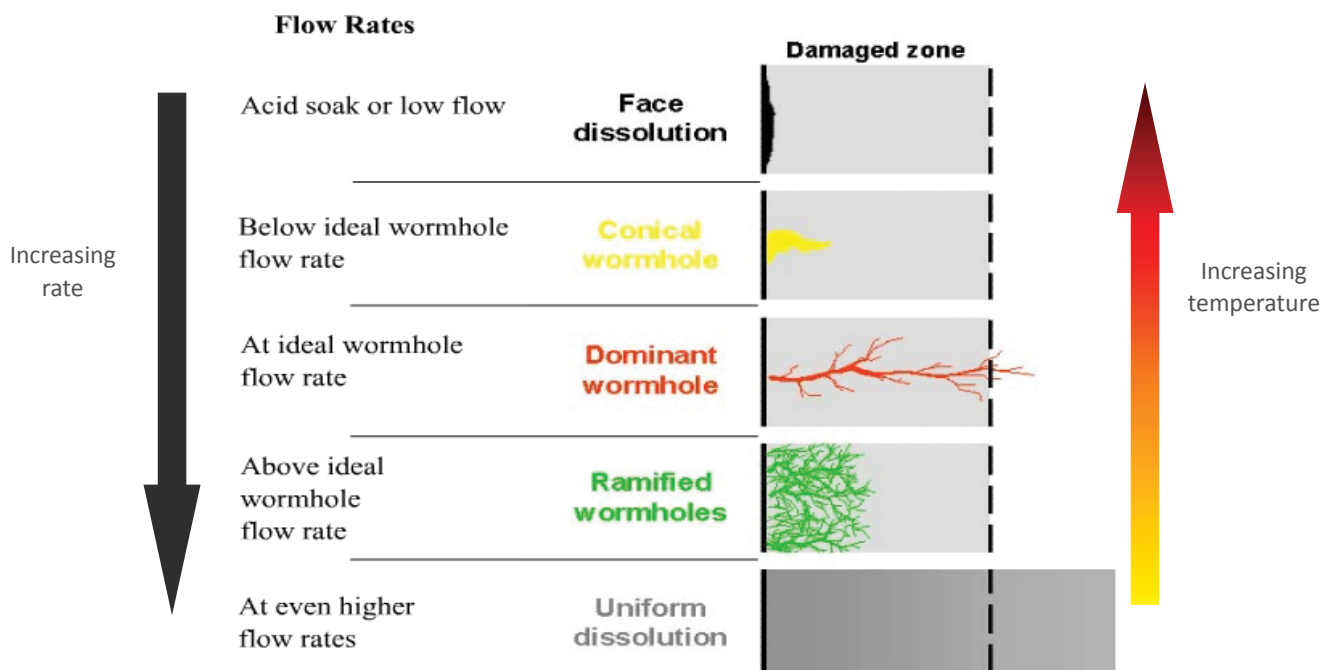
(Hoefner and Fogler, 1988)



## Quel est l'avantage des wormholes?

- ▶ Contourne l'endommagement de la formation
- ▶ Chenaux d'écoulement très conducteurs
- ▶ **La pénétration réelle de l'acide peut être supérieure au remplissage radial !**
- ▶ Diminution significative du skin obtenue

## Géométrie des "Wormhole"



### Quels sont les défis ?

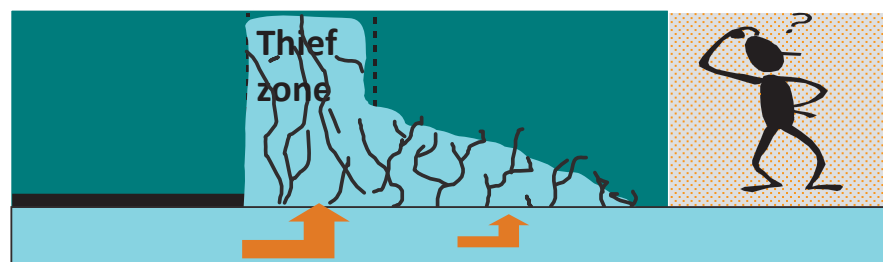
- Pénétration de l'acide
  - Comment l'acide réagira-t-il avec la formation ?
- Développement de Wormholes
  - Créez-vous des wormholes et quelle sera leur longueur?
- Comment assurerez-vous une couverture correcte par l'acide
  - Quelle est la méthode de mise en place choisie ?

## Comment assurer la meilleure couverture de la zone?

### Trou en découvert

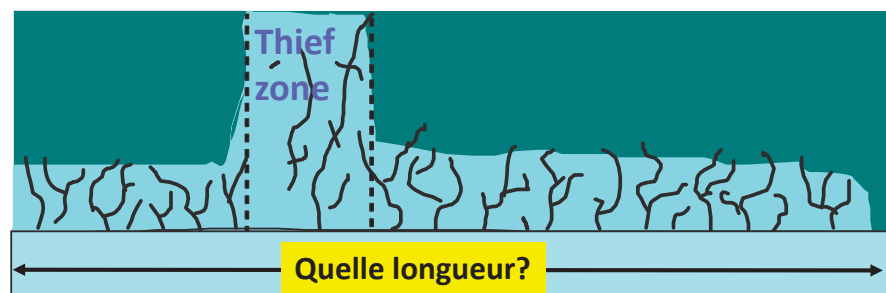
Mise en place de l'acide dans des formations hétérogènes

**HCl normal  
1 cPoise**



Diffusion contrôlée

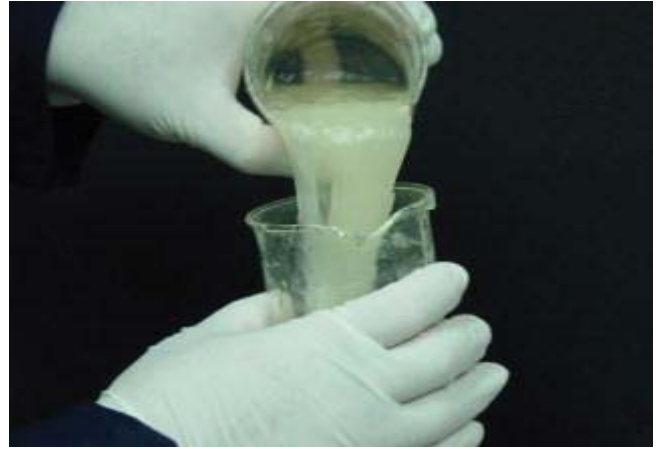
**HCl Emulsifié  
> 20 cPoises**



**Agents chimiques de diversion : SDA (SGA, VCA, VDA...)**



VDA dans de l'acide



VDA dans de l'acide usé

## Les agents de diversion

### ► Billes : Des billes de nylon ou de collagène tombent avec l'acide

- Elles boucheront les perforations.
- SG des billes doit être adaptée au système d'acide
- La taille des billes (7/8) doit être adaptée au perf (+ 0.25)

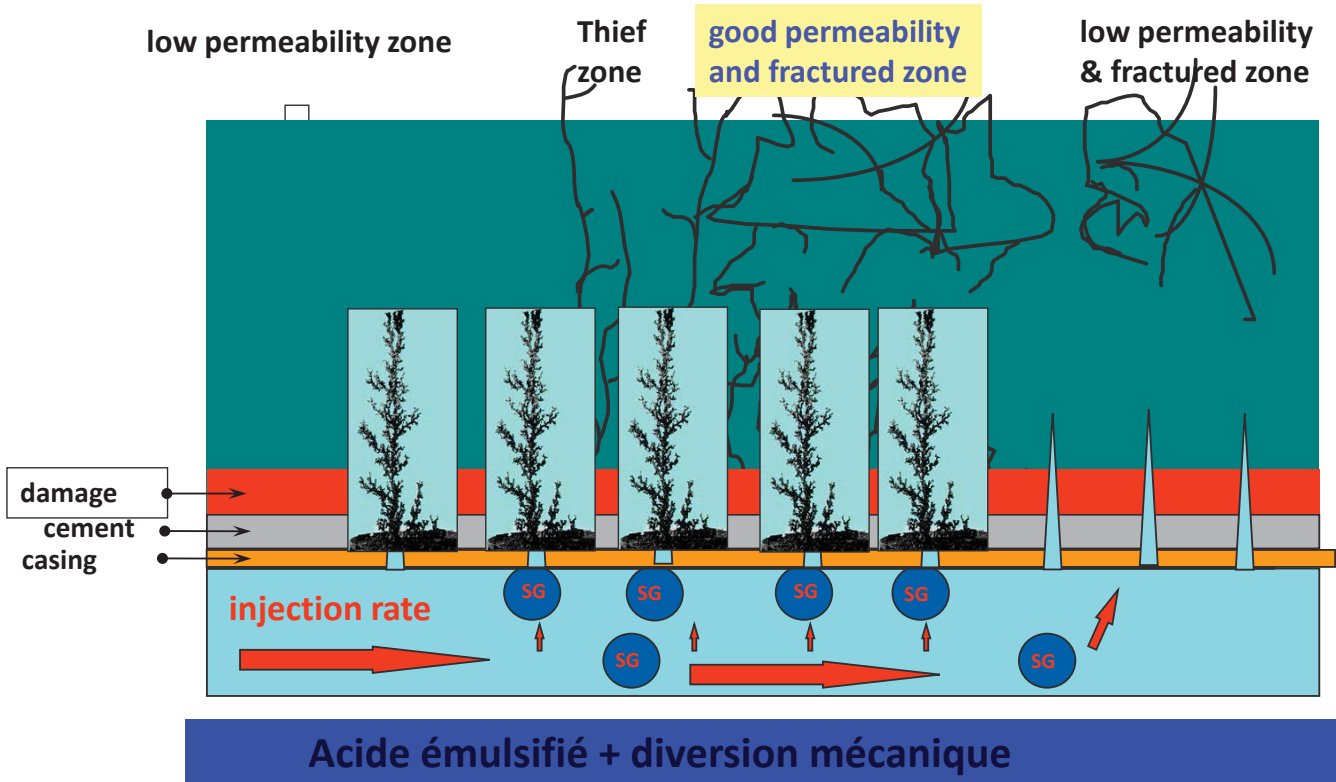
### ► Acide contenant un agent autogélifiant (SGA)

### ► Acide benzoïque :

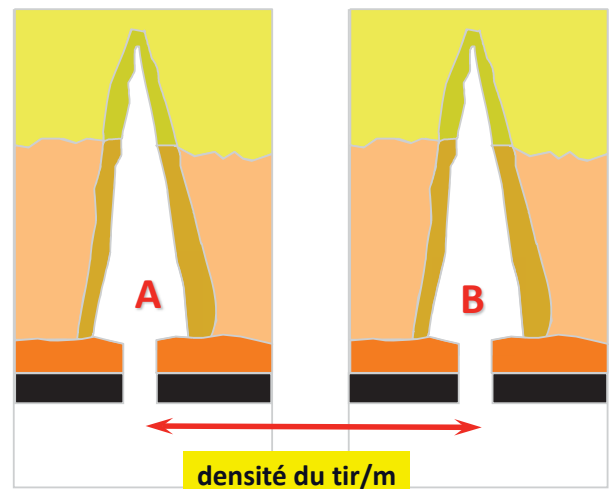
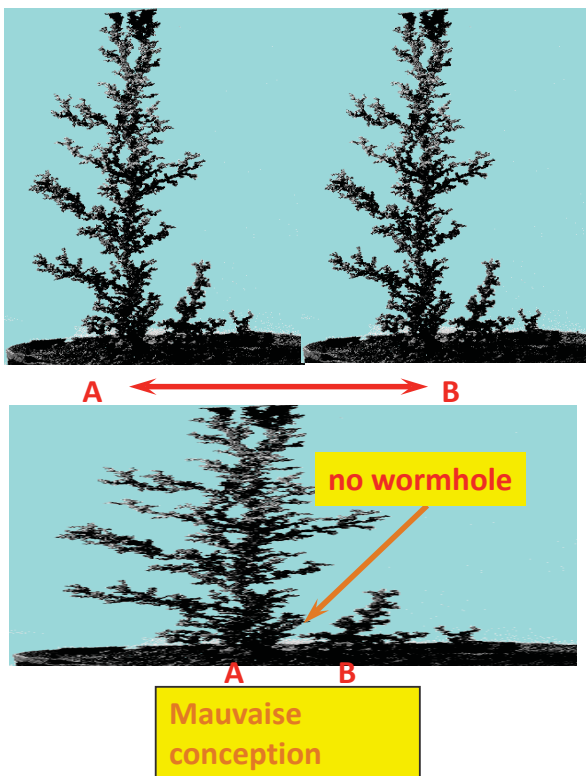
- Bouchera les perforations
- Se dissoudra dans de l'eau et/ ou sous l'effet de la température

# Comment assurer la meilleure couverture de la zone?

## Trou tubé



## Stratégie de perforation



La densité des perforations doit être réduite

Densité maximale  
3 tirs/mètre (2 à 3 tirs/pied dans du gaz)

Conception typique pour les longs puits  
horizontaux  
1 tir/mètre dans la zone productrice

## Comment assurer la meilleure couverture de la zone?

- ▶ Devriez-vous mettre en place l'acide (CTU) ou l'injecter en bullhead depuis la surface?
- ▶ Devriez-vous effectuer le traitement en une seule étape ou en plusieurs?
- ▶ Devriez-vous pomper des agents de diversion / billes (ball sealers)?
- ▶ Devriez-vous pomper un acide viscosifié (émulsion ou acide gélifié) ou devriez-vous pomper un acide non gélifié?
- ▶ N'effectuez pas de 'copier/coller' lorsque vous concevez une opération d'acidification.

## Comment assurer la meilleure couverture de la zone?

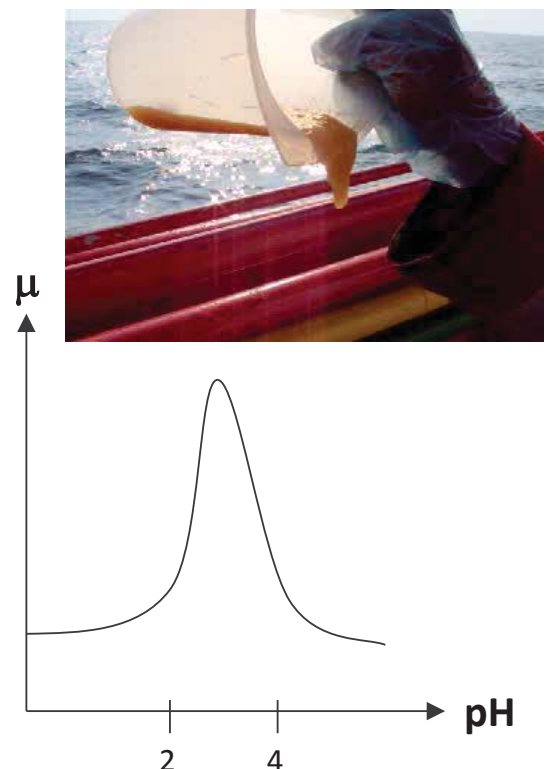
- ▶ Les erreurs les plus 'fréquentes'
  - Conception
    - Injecter l'acide en bullhead dans un puits rempli de boue et boucher le puits avant que l'acide n'atteigne les perforations
    - Injecter l'acide en bullhead dans un puits rempli de saumure et devoir fracturer le réservoir pour atteindre les perforations
    - Ne pas utiliser la diversion correcte
  - QA / QC
    - Pomper un agent chimique de diversion 'ne suivant pas les specs' (sans QA/QC propre)
  - Équipements
    - Perte d'aspiration en effectuant une diversion à l'acide avec des billes
    - CT coincé

### ► Quelques astuces

- **Conception (trou tubé)**
  - Toujours créer une zone voleuse en bas de l'intervalle perforé, pour être sûr que l'acide atteindra le fond.
  - Utiliser une diversion à billes ayant une densité de perforation limitée afin de créer des wormholes dans les puits de pétrole.
  - En bullheading, s'assurer si possible que le puits est vide ou rempli de fluide 'propre'
- **QA / QC**
  - Toujours effectuer un QA / QC propre (contrôle de la densité, concentration des additifs lorsqu'ils ont été mixés en direct, quantité de billes injectées, test de viscosité, stabilité de l'émulsion, titrage, rhéologie)
- **Équipements et procédures**
  - Contrôler tous les équipements (Utiliser la Checklist)

## Agent auto-gélifiant

- Agents de diversion auto-gélifiants
- Faible viscosité si  $\text{pH} < 2$ ,  $\mu = 20 \text{ cp}$
- Réticulations lorsque  $\text{pH} = 3$ ,  $\mu = 1000 \text{ cp}$
- Gel réticulé rigide
- Ruptures lorsque  $\text{pH} = 4$ ,  $\mu = 15 \text{ cp}$



- ▶ Le but de l'acidification est d'abaisser le skin mécanique à **des valeurs négatives**
- ▶ Trois déficits lorsque l'on effectue un traitement à l'acide:
  - La pénétration de l'acide
  - Le développement de wormholes
  - La mise en place de l'acide

## OH vs CH: est-ce aussi simple que cela en a l'air ?

- ▶ Quels sont les mécanismes de la production ?
  - Fracturé ou matrice?
  - Réservoir fortement hétérogène ?
    - Vertical & latéral
    - présence de drains:  $K * 10$  à 100 fois
  - Écoulement naturel, gas lift ou ESP? Problème de drawdown & et de gaz libre
- ▶ Gestion de réservoir
  - Maximiser les réserves
  - Conformité de l'eau et du gaz



### TROU EN DÉCOUVERT ou TROU TUBÉ?

#### ► Trou en découvert

- Peu cher et facile
- Pas vraiment de stimulation possible
- Conformité de l'eau ou du gas presque impossible
- Pas de sélection

#### ► Trou tubé

- « Cher »: liner cimenté plus perforation
- Stimulation efficace
- Gestion de réservoir possible

Pour les drains horizontaux, peut-on prendre une décision en se fondant sur la PRODUCTIVITÉ, i-e sur l'efficacité de la stimulation?

Regardons cela.

## Points clés de l'acidification des carbonates

### ► Trou découvert horizontal

- Inutile d'utiliser le bullheading (contre-productif?)
- La diversion chimique ne peut fonctionner que sur des drains courts : 300m?
- Un traitement à l'acide avec temps de contact peut suffire
  - Problème de la mise en place
  - Des enzymes générant de l'acide devraient être utiles
- MAIS en avons-nous besoin ?

### ► Trou tubé horizontal

- Limité en longueur perforée : 1000m? 800 perforations?
- La diversion est obligatoire
  - Agent de diversion mécanique (ball sealers) associé à un agent de diversion chimique
  - Acide émulsifié avec un très bon équipement de mélange

**On doit construire un puits en fonction de la stratégie de stimulation définie selon les caractéristiques du réservoir et la stratégie de développement.  
Besoin d'une étude de productivité. Pas de dogmatisme.**

### Stimulation trou tubé

- Candidat : drain court ou moyennement long dans un réservoir perméable et pas trop lourdement fracturé
- Facteur-clé de réussite : stratégie de perforation, diversion

### Stimulation trou ouvert

- Meilleur candidat : drains dans des réservoirs lourdement fracturés
- Facteur-clé de réussite : mise en place (CT, DP, tail pipe), diversion




# CONCEPTION DU TRAITEMENT DE LA MATRICE



## SOMMAIRE DE LA PRÉSENTATION

- ▶ Méthodologie de la conception du traitement de la matrice
- ▶ Sélection du candidat
- ▶ Nature et emplacement de l'endommagement
- ▶ Fluides et additifs
- ▶ Stratégie de mise en place
- ▶ Considérations pratiques
- ▶ Équipements à prévoir sur le chantier
- ▶ Évaluation de la rentabilité
- ▶ Évaluation de l'opération
- ▶ Exemple de tests en laboratoire de conception d'acide
- ▶ Points clés de la conception du traitement de la matrice



# Méthodologie de la conception du traitement de matrice

Traitement des réservoirs

IFP Training

3

## Méthodologie de la conception d'un traitement de matrice

**La conception typique d'une opération de stimulation devrait inclure les principales étapes suivantes:**

- ▶ Sélection du candidat
- ▶ Établir la nature et l'emplacement de l'endommagement
- ▶ Sélection des fluides de traitement / Additifs
- ▶ Déterminer la Pression / Débit d'injection
- ▶ Établir le volume de fluide
- ▶ Déterminer la stratégie de mise en place
- ▶ Définir la fin de l'opération: Shut-in, Dégorgement
- ▶ Évaluer la rentabilité par l'amélioration de la productivité

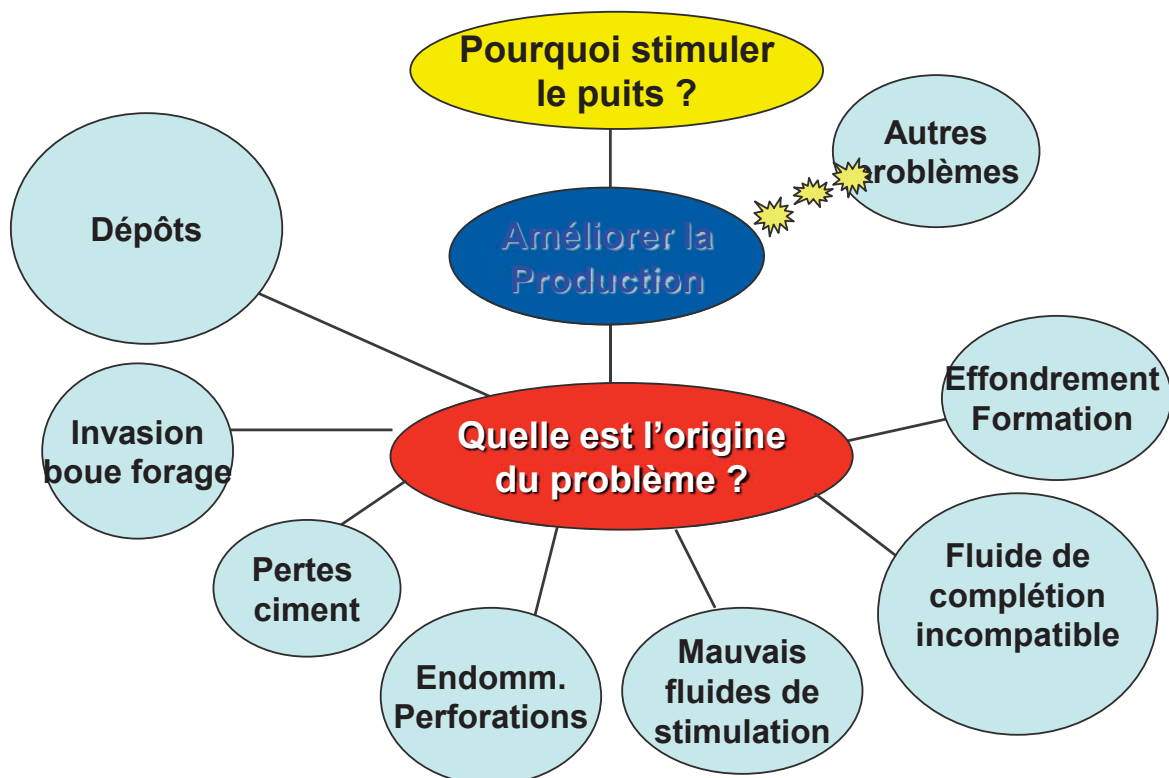
Traitement des réservoirs

IFP Training

4

# Sélection du candidat

## Sélection du candidat





Dans d'autres cas, cela peut **ne pas être aussi évident** comme lorsque :

- ▶ Le water cut a augmenté
- ▶ La pression de la formation a baissé au point que le réservoir ne peut pas continuer à produire
- ▶ La taille du tubing est inadaptée

Principales causes d'endommagement possibles à vérifier :

- ▶ Sur un nouveau puits – pertes de circulation de boue ou de ciment
- ▶ Débris de perforation sur un puits nouveau ou déjà existant
- ▶ Dans un puits ancien – il peut s'agir d'une incompatibilité de fluides et de la formation de dépôts
- ▶ Drawdowns importants ayant pu mené à l'effondrement de la formation (contrôle des sables)

## Nature et emplacement de l'endommagement



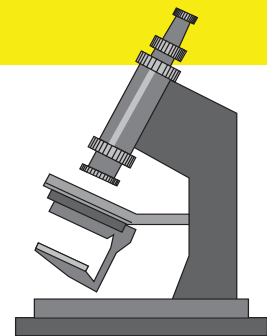
### DIAGNOSTIC pour établir la nature et l'emplacement de l'endommagement

	Tubing	Gravel pack	Perforations	Formation
Dépôts	possible	possible	possible	possible
Dépôts organiques	possible	possible	possible	possible
Silicates Aluminosilicates		possible	possible	possible
Émulsion		possible	possible	possible
Waterblock				possible
Changement de mouillabilité				possible

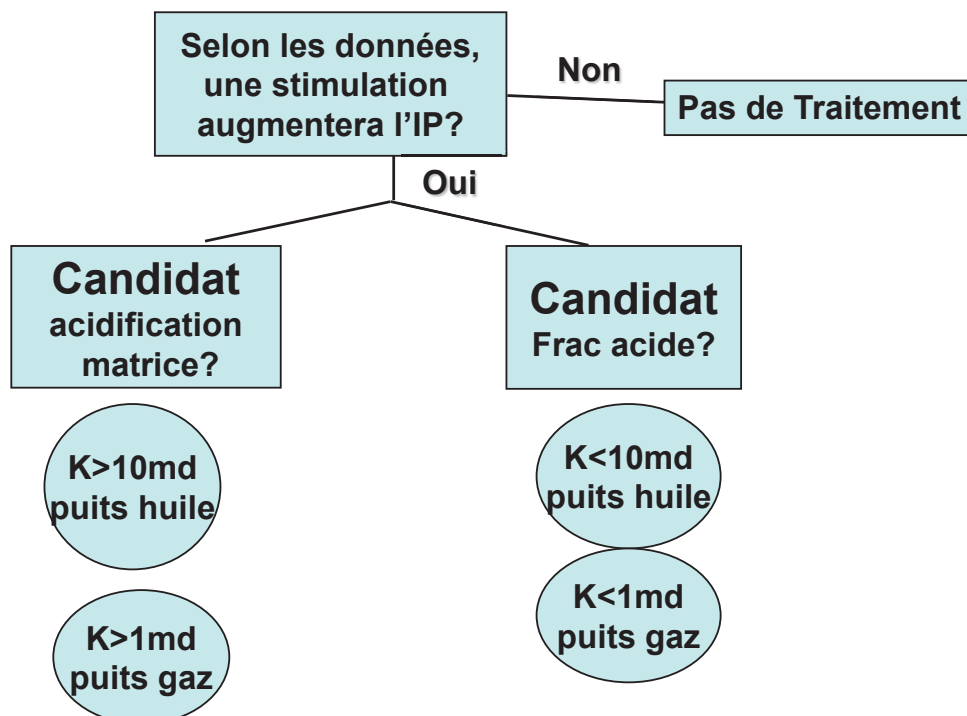
#### POINTS CLÉS

Historique/données du puits

Test en laboratoire



### Processus de sélection du puits candidat





# Fluides et additifs

## Méthodologie de la conception d'un traitement de matrice

### Établir le volume de fluide et la concentration de l'acide (HCl)

#### Cas des Carbonates

- ▶ Cela dépend des traitements choisis et non des caractéristiques de la formation
- ▶ Bouchon laveur acide: 10-20 gal/ft
- ▶ Stimulation: 50-70 gal/ft (1 à 1.5m<sup>3</sup> / mètre perforé (HCl))
- ▶ Concentration de l'acide : 15% dans tous les cas sauf... basse température ou ..

### Sélection du fluide de traitement / Additifs

1. Inhibiteurs
2. Surfactants
3. Agents de diversion
4. Solvants mutuels
5. Agents de contrôle du fer
6. Agent de contrôle des argiles
7. Agents anti-émulsion
8. Agent anti-sludge
9. Inhibiteurs de dépôts

**Choisir la formulation correcte du fluide de traitement qui remédiera à l'endommagement sans porter atteinte à la roche par la formation de précipités secondaires, sludge...**

**Des test en laboratoire sont nécessaires.**

## Méthodologie de la conception d'un traitement de matrice

### Inhibiteur de corrosion

- ▶ **Produit chimique ajouté à l'acide pour réduire la corrosion des tubulaires**
- ▶ **Un inhibiteur de corrosion forme une barrière sur une surface cathodique ou anodique qui interfère avec les réactions électrochimiques**
- ▶ **L'efficacité d'un inhibiteur dépend de sa capacité à former et à maintenir un film à la surface de l'acier**
- ▶ **Perte de métal acceptable:**
  - 0.02lb/ft<sup>2</sup> avec T jusqu'à 250°F
  - 0.05lb/ft<sup>2</sup> avec T >251°F

### Efficacité des inhibiteurs

- ▶ **Température et Pression**
- ▶ **Vitesse d'écoulement**
- ▶ **Rapport Volume/Surface**
- ▶ **Concentration et type des autres additifs**
- ▶ **Concentration de l'inhibiteur**
- ▶ **Concentration et type d'acide**
- ▶ **Type de métal**



**Évaluation en laboratoire**

$$\text{Corrosion } (\# \text{ ft}^2) = \frac{\text{Perte poids (gm)} * 2.048}{\text{Surface coupon } (\text{cm}^2)}$$



Un pitting de 3 ou moins est acceptable.

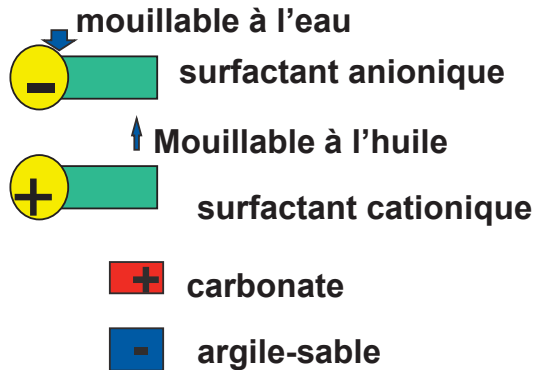
## Test d'inhibiteur : pitting index

### Pitting Index

- 0 Pas de pitting, surface identique
- 1 Pas de pitting, corrosion intergranulaire
- 2 Pas de pitting sur les surfaces principales. Léger pitting peu profond
- 3 Moins de 25 impacts –pitting très peu profond
- 4 Plus de 25 impacts- pitting très peu profond
- 5 10 impacts ou moins-16 à 31 mils de diamètre, 8 à 16 mils de profondeur
- 6 11-25 impacts de type 5
- 7 Plus de 25 impacts de type 5
- 8 Gros impacts - 63 à 126 mils de diamètre; plus de 31 mils de profondeur
- 9 Plus sévère que le type 8

### Surfactant

Produits chimiques contenant des groupes solubles dans l'eau et dans l'huile ayant la capacité de modifier les propriétés des interfaces liquide-liquide ou gaz-liquide.



Un type inadapté de surfactant ou une mauvaise concentration, peut causer un endommagement de la formation.

En général:

- ▶ Les types anioniques mouillent le sable à l'eau.
- ▶ Les types cationiques mouillent le sable à l'huile.
- ▶ Les types anioniques mouillent les carbonates à l'huile.
- ▶ Les types cationiques mouillent les carbonates à l'eau.
- ▶ Les types anioniques émulsifient l'huile dans l'eau et cassent les émulsions eau dans l'huile.
- ▶ Les types cationiques émulsifient l'eau dans l'huile et cassent les émulsions huile dans eau.
- ▶ Les types anioniques dispersent les argiles dans l'eau.
- ▶ Les types cationiques flocculent les argiles dans l'eau et les dispersent dans l'huile.
- ▶ Les types anioniques et cationiques ne sont pas compatibles les uns avec les autres.

### Solvant mutuel

▶ Ce terme signifie que le produit chimique est à la fois soluble dans l'eau et dans l'huile

▶ Type EGMBE

Ethylene Glycol Mono Butyl Ether

▶ Utilisé principalement dans les grès

- ▶ Diminue la saturation en eau des pores
- ▶ Diminue la tension d'interface
- ▶ Solubilise ou élimine l'huile et les produits mouillables à l'huile des surfaces minérales naturellement mouillables à l'eau en général
- ▶ Améliore l'action des produits chimiques mouillables à l'eau
- ▶ Diminue l'absorption des produits chimiques et de l'huile sur les surfaces minérales
- ▶ Évite la formation d'émulsion
- ▶ Permet un dégorgement efficace

### Agent de contrôle du fer

Produit chimique qui évite la précipitation de l'hydroxyde de fer



**Doit toujours être utilisé dans de l'acide**

► Évite la formation d'émulsion avec l'huile (asphaltènes)..

► Évite des précipités très importants

► Le fer(Fe) dissous au cours du traitement d'acidification peut exister à l'état d'oxydation de Fe(III) ou de Fe(II). Une fois l'acide utilisé, Fe(III) commencera à se précipiter à un pH de 2.2. À 3.2 tout le Fe(III) dissous sera précipité. L'hydroxyde Fe(II) ne se précipitera pas en dessous d'un pH de 5-6

### Agent de contrôle des argile

► L'endommagement de la formation peut être le résultat de la dispersion, de la migration et du gonflement des particules d'argile

► Les stabilisateurs d'argiles éliminent ce problème dans la plupart des échantillons

**Test en laboratoire**

### Agents anti-sludge anti émulsion

► Évitent les problèmes d'émulsion entre l'acide, l'acide usé et l'huile en place

**Test en laboratoire**

### Agent moussant

- ▶ Utilisé comme mécanisme de diversion
- ▶ Stimule le dégorgement
- ▶ Diminue le leak-off des fluides

### Agent réducteurs de pertes de charge

- ▶ Utilisés pour diminuer les pertes de charges des fluides non gélifiés dans une opération à grand débit



## Stratégie de mise en place

### Déterminer la stratégie de mise en place

**Une stimulation réussie consiste à obtenir une pénétration uniforme du fluide de traitement sur toute la hauteur perforée**

**La diversion est essentielle pour garantir que le fluide de traitement élimine l'endommagement en continu, plutôt que d'être injecté simplement dans la zone voleuse**

► Technique de mise en place mécanique

- straddle packers
- ball sealers

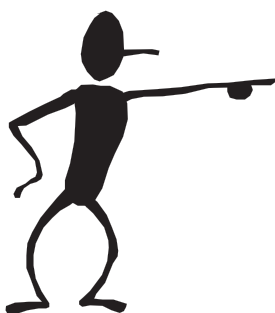
► Agent de diversion chimique

- VCA, SDA
- Acide benzoïque, sel gemme.....
- Résines solubles dans l'huile, mousse

► Coiled tubing vs Bullheading

### Définir les étapes de shut-in/dégorgement

**Un mauvais dégorgement peut augmenter l'endommagement aux abords du puits**



**Précipités  
Emulsion  
Dépôts  
Migration de fines**



# Considérations pratiques

## Méthodologie de la conception d'un traitement de matrice

### Déterminer les paramètres hydrauliques de pompage

#### Vitesse d'injection maximale

$$Q_{\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} kh [FGxd - dPs - p]}{\mu B \left[ Ln \left( \frac{Rs}{Rw} \right) + S \right]}$$

Q = débit d'injection rate(bpm)  
k = perméabilité non endommagée(md)  
h = hauteur nette de la formation(ft)  
 $\mu$  = viscosité du fluide injecté (cp)  
p = pression de pore (psi)  
Rs = rayon de drainage (ft)  
Rw = rayon du puits (ft)  
B = facteur volumétrique de fond  
dPs = pression de sécurité (psi)

#### POINTS CLÉS

-  $Q_{\max}$  ne devrait pas être dépassée pendant le traitement.

### ► On peut calculer l'indice d'injectivité en se fondant sur la loi de Darcy

- Principe de base Skin avant acide : + 20  
Skin après acide : - 4
- La pression des traitements dépend des pertes de charge dans le tubing / de la pression de Frac / de la pression de gisement
- Le débit sera maximisé si possible

$$Q_{\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} kh [FGxd - dPs - p]}{\mu B \left[ \ln \left( \frac{R_s}{R_w} \right) + S \right]}$$

#### Exemple

- Traitement par un 7'' (pertes de charge négligeables)
  - Profondeur: 10,000 ft (3048 m)
  - Pres réservoir 4000 psi (275 bar)
  - Phydro (1.10) 4864 psi (335 bar)
  - Frac Pressure: 0.75 psi/ft 7500 psi (517 bar)
  - Max Psurf:
  - kh = 1000 md.ft / Oil reservoir 225 F (124°C) / Viscosité acid = 1 cp
  - Rs = 1000 ft, Rw = 4.25 inch
  - dPs = 200 psi
  - B = 1

## Méthodologie de la conception d'un traitement de matrice

**Déterminer les paramètre hydraulique de pompage sous la pression de frac**

### Pression de Surface Maximale

$$Ps = FG \times d - Ph + Pf - dPs$$

Ps = pression de surface (psi)

FG = gradient de fracturation (psi/ft)

d = profondeur verticale (ft)

Ph = pression hydrostatique (psi)

Pf = pertes de charges (psi)

dPs = pression de sécurité (200-500psi)

- Si l'on ne connaît pas le gradient de frac, on peut l'estimer en ajoutant 0.25 psi/ft au gradient de BHSP.



# Équipements à prévoir sur le chantier

Traitement des réservoirs

IFP Training | 29

## Équipements à prévoir sur le chantier

### ► Puissance nécessaire (HHP):

- $HHP = \max \text{ WHP (psi)} \times \text{Vitesse (bpm)} / 40.8$

### ► Choix des équipements sur le chantier :

- Combien de pompes ?
- Taille des lignes HP : Principe de base :  $\text{Avg rate} = ID \times ID \times 2$
- Nombre de bacs ?
- Système de mélange ?
  - Pré-mélange ou mixé en direct ?
  - Comment ajouter les produits chimiques
- Systèmes de mesure :
  - 2 débitmètres recommandés + 2 capteurs de pression
  - Densitomètre nécessaire
  - Enregistrement des débits d'additifs liquides en ligne

### ► CT requis pour une mise en place précise de l'acide ?



## Check-list d'avant traitement...

### ► Que devez-vous faire sur le chantier avant un traitement?

- Problèmes de sécurité (circuit d'évacuation, douche, EPI, tuyau incendie...)
- Plan de secours (que se passe-t-il s'il y a une fuite ?)
- Revue des paramètres du traitement
- Revue des calibrations des équipements
- QA-QC des fluides mélangés sur chantier
- Revue du programme de pompage

## Équipements nécessaires



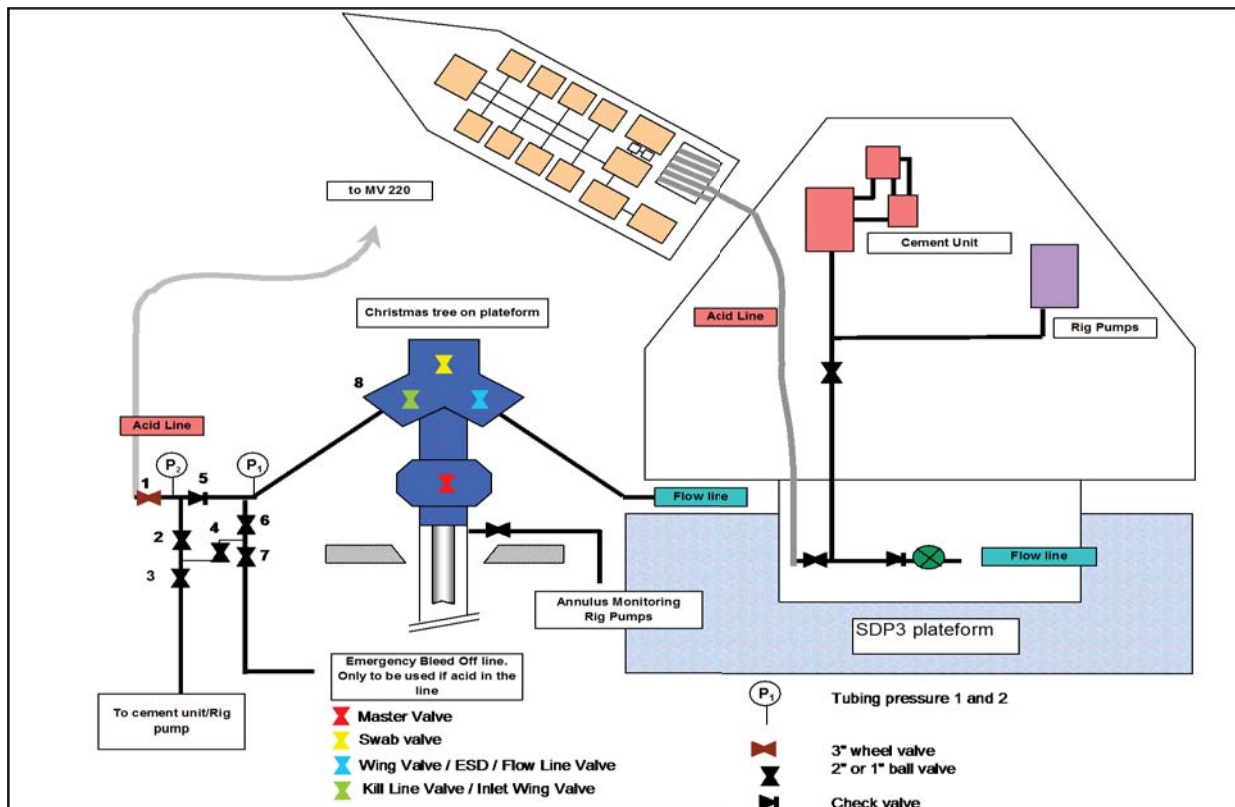
- ▶ **Pompes:** 8 x HT 400, 4800 HP
- ▶ **Stockage:** 76,000 gal
- ▶ **Pression:** Maxi 5000psi (Wellhead)
- ▶ **Mélange:** Débit max @ 60 bpm
- ▶ **Mesures**
  - BHP: capteur fonds de puits, temps réel
  - Débit de la pompe
  - Densités
  - Pressions de surface

## Équipements à prévoir sur le chantier

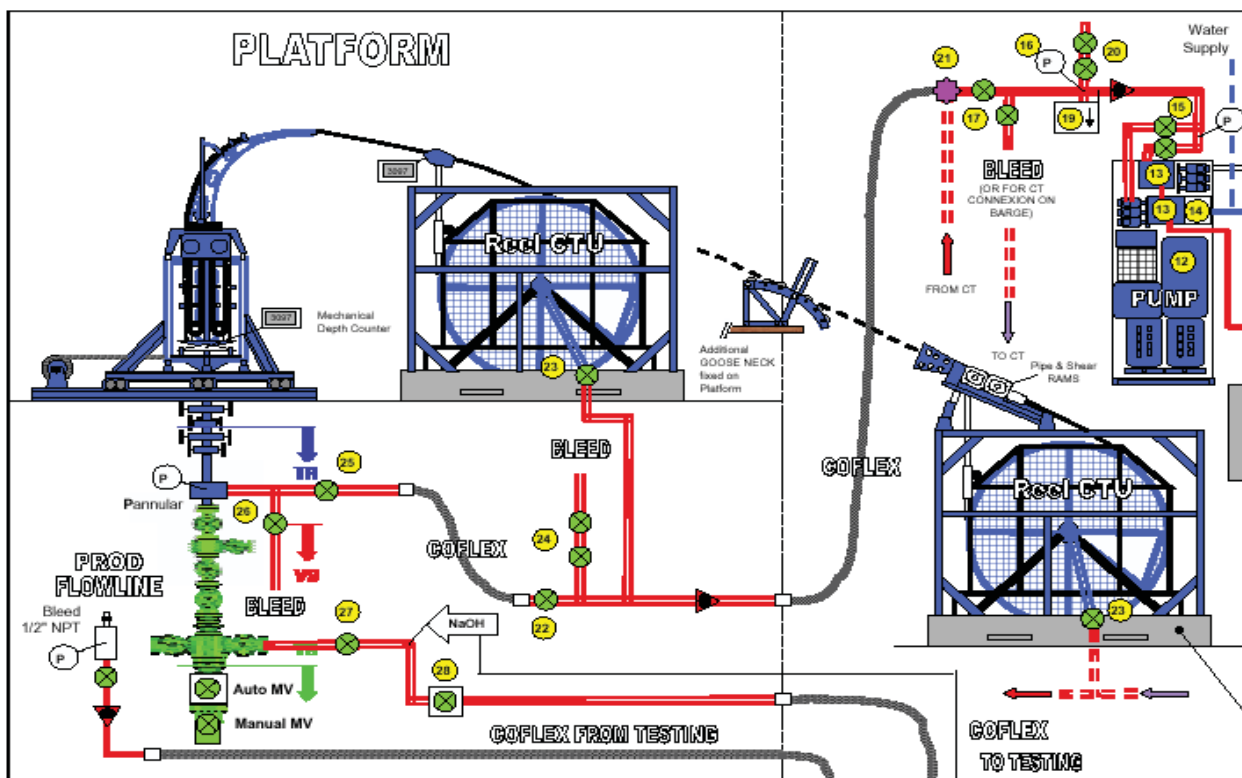




## Exemple Rig up Offshore



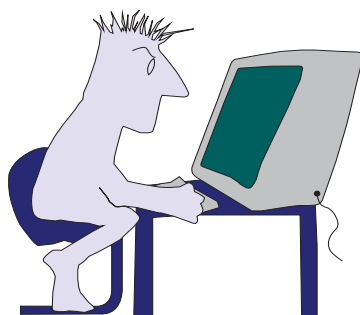
## Rig up: Coiled Tubing



# Évaluation de la rentabilité

## Méthodologie de la conception d'un traitement de matrice

**Évaluer la rentabilité d'un traitement en estimant les augmentations de productivité ou d'injectivité vs. le coût du traitement lui-même**





# Évaluation de l'opération

Traitement des réservoirs

IFP Training

39

## Réponse de la pression au cours d'un traitement principal par acide

### ► Comment analyser la réponse de la pression au cours d'un traitement acide ?

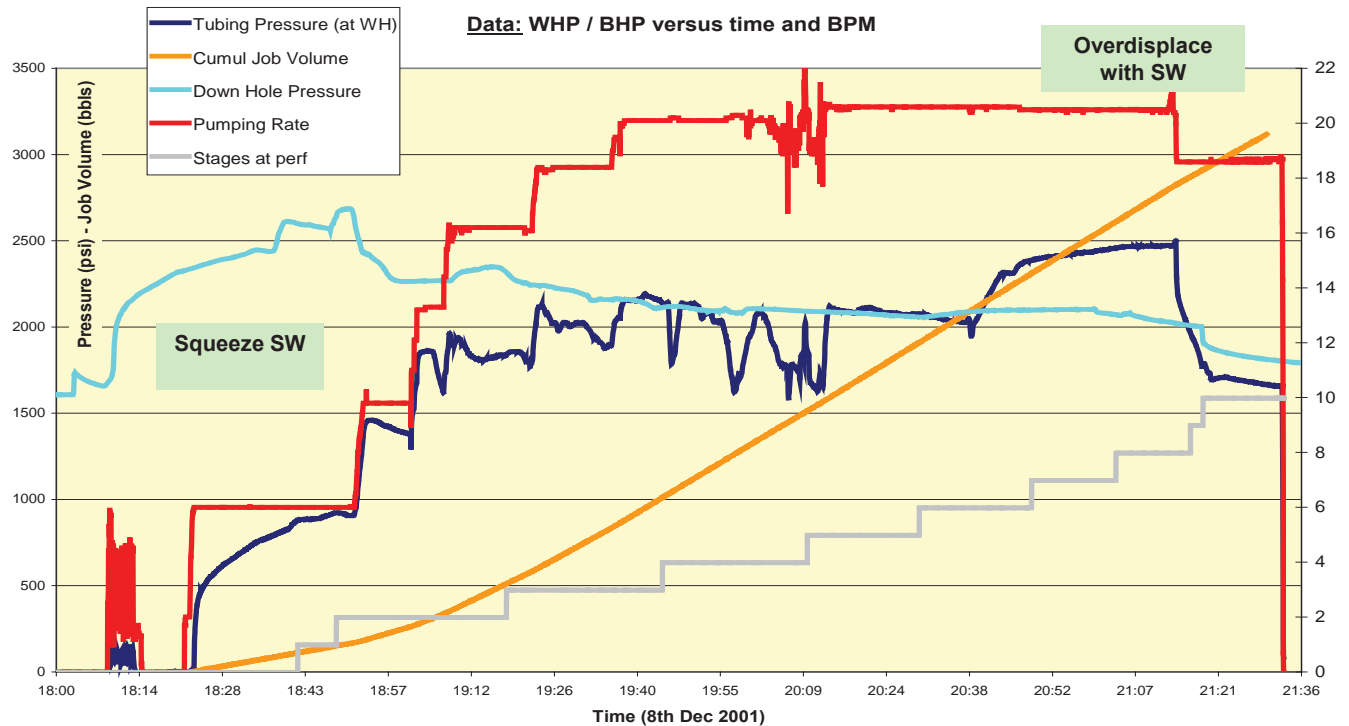
- S'assurer que la pression de fonds de puits a été bien calculée (bonne estimation des pertes de charge)
- Calculer l'indice d'injectivité
$$II = \text{Vitesse (bpm)} / (\text{BHP} - \text{BHPI})$$
- S'assurer que la qualité du fluide pompé est ce qui est prévu

Traitement des réservoirs

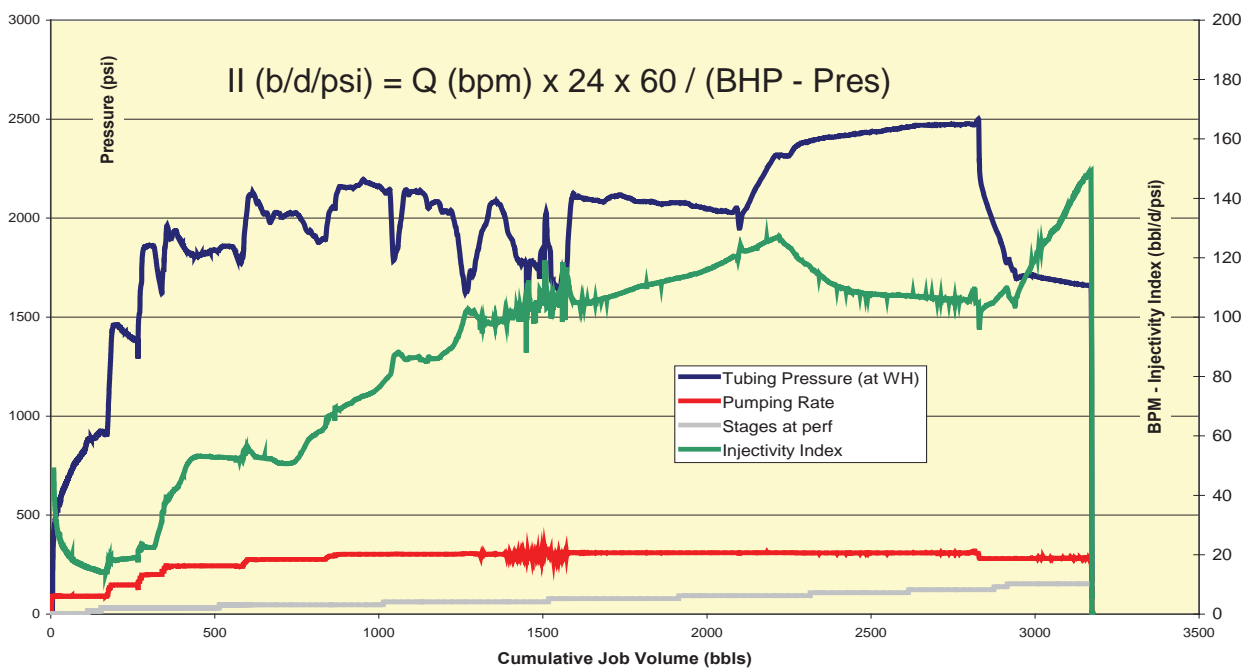
IFP Training

40

## Données enregistrées au cours d'une opération d'acidification

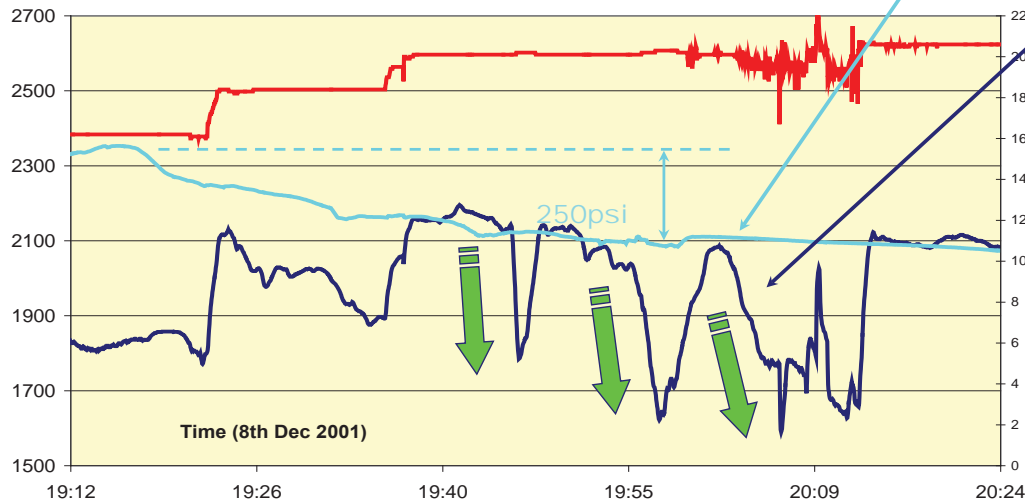


## Analyse de l'Indice d'Injectivité



Garder un "oeil critique" sur les enregistrements !

Data: WHP / BHP versus time and BPM



BHP(gauge)

WHP (temps réel)

À partir des relevés de surface, l'opération semble être un "cas d'école" ! En regardant la BHP seuls 250 psi sont perdus pour 2800bbls...

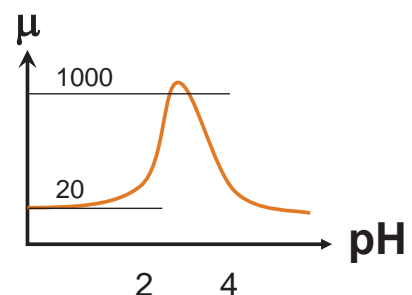
=> rechercher d'autres causes possibles (densité, fuite...)

## Contrôle qualité sur chantier



### ► Vérifier sur chantier la qualité des fluides avant pompage

- Stabilité des fluides
- Efficacité des agent de diversion
- Compatibilités





# Exemples de test de laboratoire

Traitement des réservoirs

IFP Training | 45

## Diagnostic du puits: Réservoir gréseux

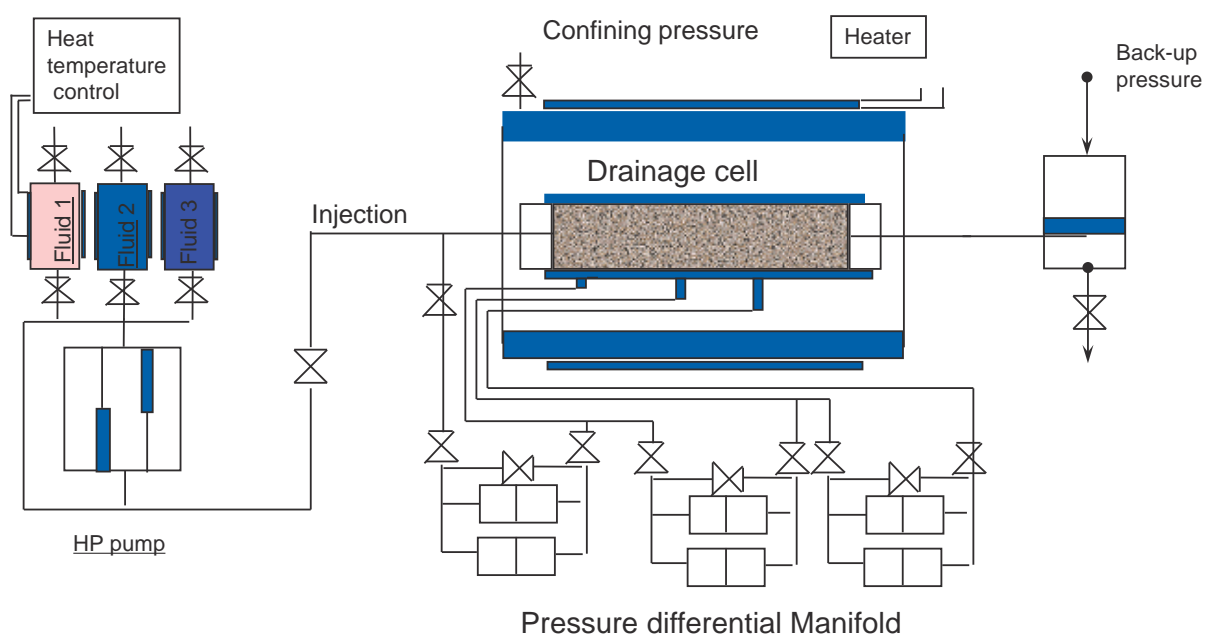
- ▶ D'après le test en laboratoire Kwater se situe entre 50 et 120 Md
- ▶ Le total skin est entre 6 et 74 (selon le modèle utilisé pour l'interprétation)
- ▶ Il y a eu des pertes pendant les perforations en overbalance
- ▶ À cause du puits en S, il est possible que le fonds du puits n'ait pas été correctement nettoyé et que la saumure en face des perforations ait été endommageante
- ▶ Toutes ces informations mènent à diagnostiquer un endommagement de la complétion, qui peut être réduit en effectuant un traitement de matrice pompé au débit maximum en dessous de la pression de fracturation

Traitement des réservoirs

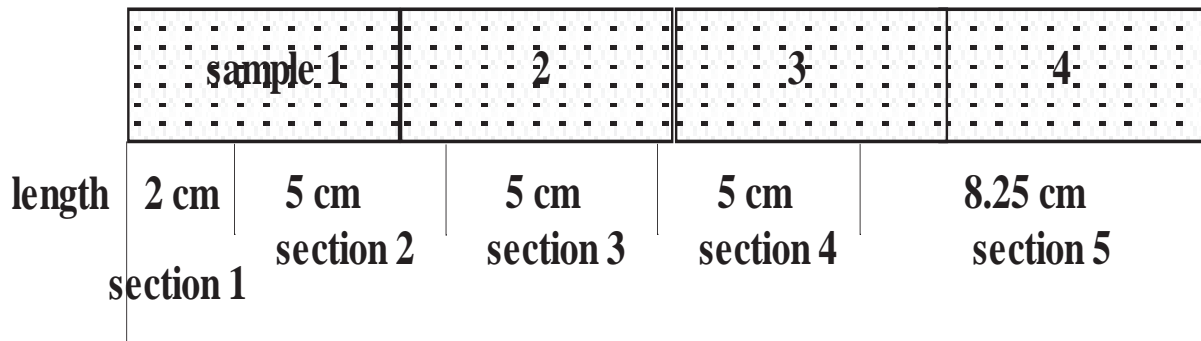
IFP Training | 46

- ▶ L'objectif est de choisir la meilleure formulation de Mud Acid pour traiter un puits. Les échantillons utilisés proviennent du niveau à traiter
- ▶ Les principales données pétrophysiques sont :
  - ⇒ Quartz plus Feldspaths : 94 %; carbonate + dolomite :1%
  - ⇒ Kgaz 130 à 200 mD
  - ⇒ Argile (5%) : Illite-smectite : 50%; chlorite : 20% and Kaolinite 25/30%
- ▶ Un test de drainage à l'acide est effectué sur un échantillon de 1" par 12" de long pour s'assurer si lon peut voir d'éventuels précipités ou des mouvements de fines
- ▶ La formulation de l'acide testé à 110°C est :
  - ⇒ NH<sub>4</sub>Cl 5%
  - ⇒ HCL 10%
  - ⇒ Mud acid 13.5% - 1.5%
  - ⇒ NH<sub>4</sub>Cl 5%

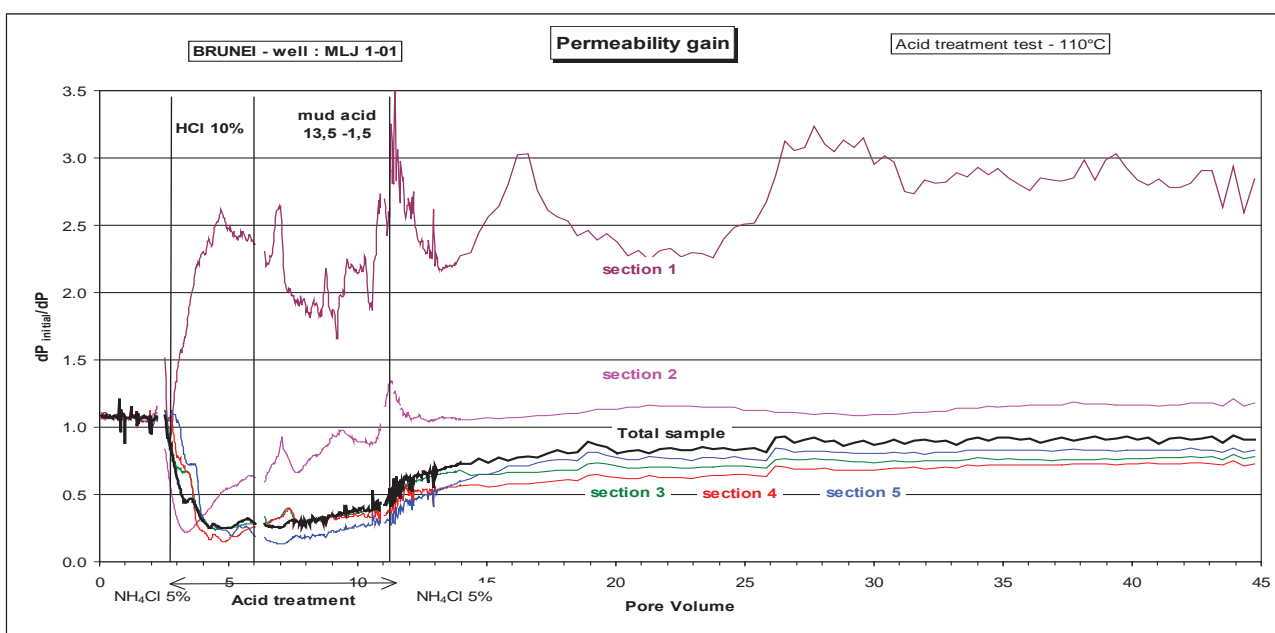
## Test de drainage à l'acide (ARC)



## Description de l'échantillon (10'' de long)



## Rapport dP initial vs dP final



		permeability evolution					
fluid	Pore Volume	section 1	section 2	section 3	section 4	section 5	Total sample
		mD	mD	mD	mD	mD	mD
NH <sub>4</sub> Cl 5%    Ki =	10	53	86	144	88	107	108
HCl 10 %	4	-	-	-	-	-	-
Mud-Acid : 13.5 - 1.5	6	-	-	-	-	-	-
NH <sub>4</sub> Cl 5%    K =	30	143	94	104	60	84	93
Gain : K/Ki		2.72	1.09	0.72	0.68	0.78	0.86


## Conclusions (1)

- La formulation du mud acid avec 1.5% de HF donne une augmentation importante de la perméabilité dans la première section (rapport K/Ko de 2.72) mais les résultats de la perméabilité sur la longueur totale de l'échantillon (10") montre une légère diminution de la perméabilité globale (ratio 0.86)
- Au vu de ces résultats on ne peut pas recommander une formulation avec 1.5% de HF parce qu'il y a un risque de précipités ou de migration de la kaolinite réduisant la perméabilité
- Un Mud acid plus faible (1% de HF) ou un Mud Acid retardé devrait être plus adapté pour traiter ce type de formation



Le programme de base sera :

- ▶ Préflush avec 10 % de HCl (inhibiteur argile et séquestrant du fer)
- ▶ Traitement principal avec un acide 9:1 (inhibiteur argile et séquestrant du fer)
- ▶ Ensuite afterflush avec 5% de HCl et solvant mutuel pour améliorer le dégorgement
- ▶ Les paramètres de pompage attendus seront:
  - WHP = 3500 psi
  - si  $k_h = 150$  mD.m débit entre 1 et 2 bpm
  - si  $k_h = 500$  mD.m débit entre 3 et 6 bpm



## Points clés de la conception d'un traitement de matrice

- ▶ Choix du candidat
- ▶ Bonne estimation de l'endommagement (nature et origine)
- ▶ Sélection des fluides (additifs, tests en laboratoire...)
- ▶ Mise en place des fluides et couverture totale de la zone
- ▶ Choix des équipements appropriés
- ▶ Évaluation de la rentabilité



# STIMULATION DE RÉSERVOIR – FRACTURATION HYDRAULIQUE

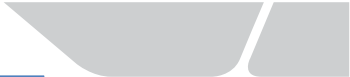


## SOMMAIRE DE LA PRÉSENTATION

- ▶ Principes de base de la fracturation
- ▶ Prédiction de la hauteur de la fracture
- ▶ Conception de la longueur de frac
- ▶ Prédiction de la pression de frac
- ▶ Conception de la complétion
- ▶ Stratégie de perforation
- ▶ Sélection du fluide
- ▶ Sélection du proppant

### Fracturation hydraulique

---

- 
- **1860's** Tir à la poudre à canon ou à la nitroglycérine pour stimuler les puits
  - **1894** Premier traitement par acidification Lima, Ohio
  - **1896** Brevet d'acidification par Herman Frasch
  - **1932** Perforation par balle mise au point en Californie
  - **1946** Introduction de la perforation à charge creuse
  - **1947** Début de la fracturation
  - **1988** plus de 1,000,000 d'opérations de frac réalisées

**À ce jour, 8 MILLIARDS de barils de pétrole produits peuvent être directement attribués à la fracturation**

- ▶ Les contraintes de la roche contrôlent la **géométrie** et l'**azimuth** de la fracture
- ▶ Les variations de contrainte de la roche influencent fortement le développement **en hauteur** de la fracture, ce qui limite le développement **en longueur** de la fracture
- ▶ On peut estimer la principale contrainte horizontale minimale avec des échantillons et/ou les données de log sonic en utilisant plusieurs équations
- ▶ Les conceptions optimisées de fracture nécessitent des données sur les propriétés de la roche

## Fracturation hydraulique

### ▶ Principes de base et étapes préparatoires

- Cela consiste à pomper du fluide dans la formation à une pression suffisante pour que la formation se fracture
- Un proppant est utilisé pour maintenir la fracture ouverte et crée une voie d'écoulement pour les fluides du puits
- L'endommagement aux abords du puits est contourné

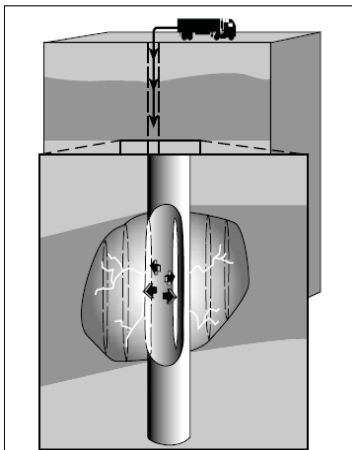


Figure 5-1. Internal pressure breaking a vertical wellbore.

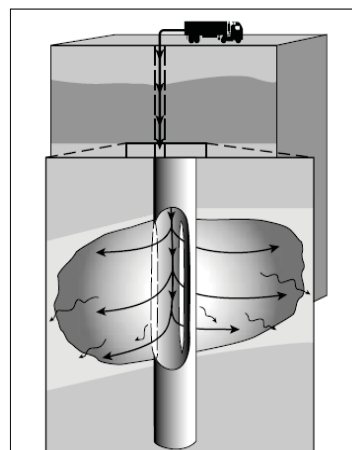


Figure 5-2. Cross-sectional view of a propagating fracture.

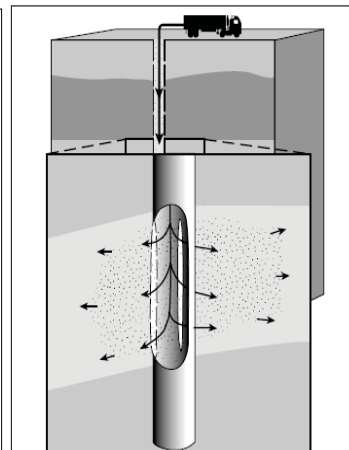


Figure 5-3. Introducing proppant into the fracture.

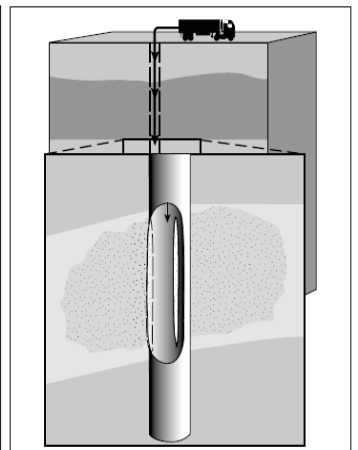


Figure 5-4. Flushing the wellbore to leave a propped fracture.

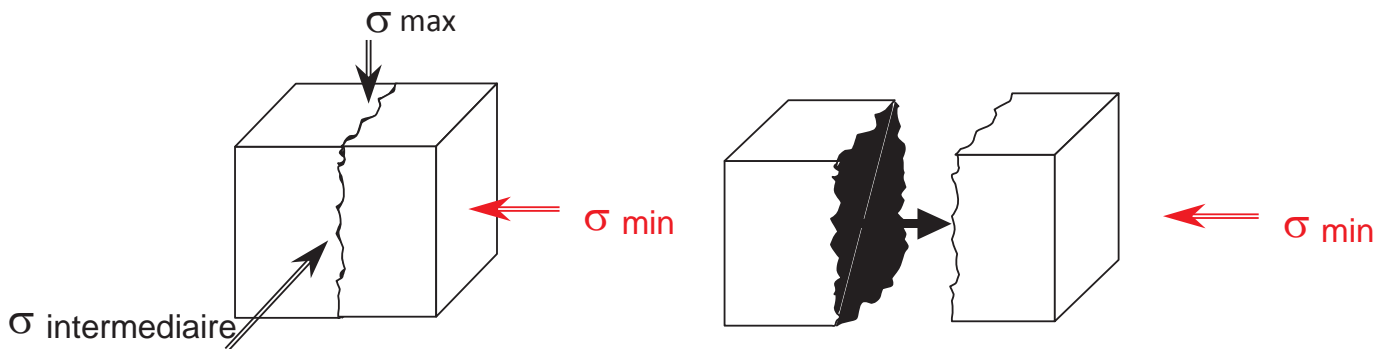
### ► Comment améliorer la productivité par la fracturation?

- Contourner l'endommagement:
  - Si la formation est peu perméable ( $K < 1$  md pour du gaz,  $< 10$  md pour de l'huile)
  - Si l'endommagement se trouve en profondeur dans le puits (Endommagement à plus de 1 ft)
- Créer une voie fortement conductrice en profondeur dans la formation et augmenter la productivité **au-delà du niveau naturel**
- Connecter des réservoirs multiples
- Diminuer le drawdown afin de minimiser:
  - Le sable de formation et la production de sable de frac
  - La production d'eau
  - Le dépôt d'asphaltènes, de paraffines, et de matière inorganique

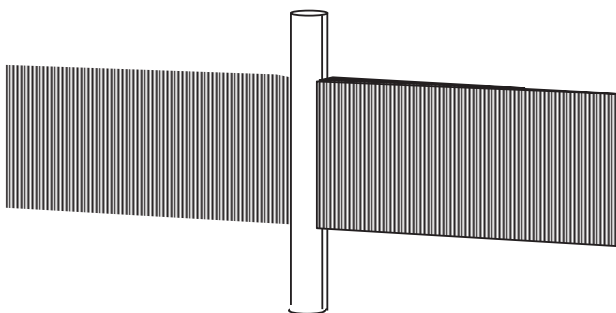
## Principes de base de la fracturation

## Principes de base de la fracturation (1)

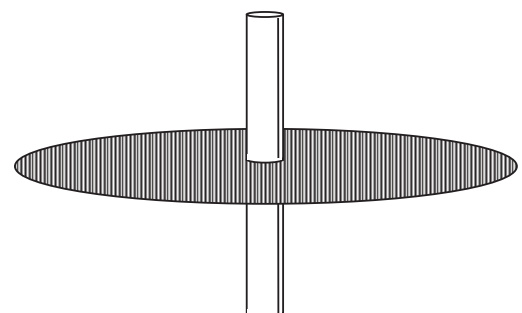
- Une fracture est une rupture en **traction**.
- Le **plan** de frac est donc **perpendiculaire à la contrainte minimale**
  - En dessous de **3,000 ft** , la contrainte maximale est verticale (géostatique)
  - La plupart du temps le plan de la fracture est vertical



## Principes de base de la fracturation (1 bis)



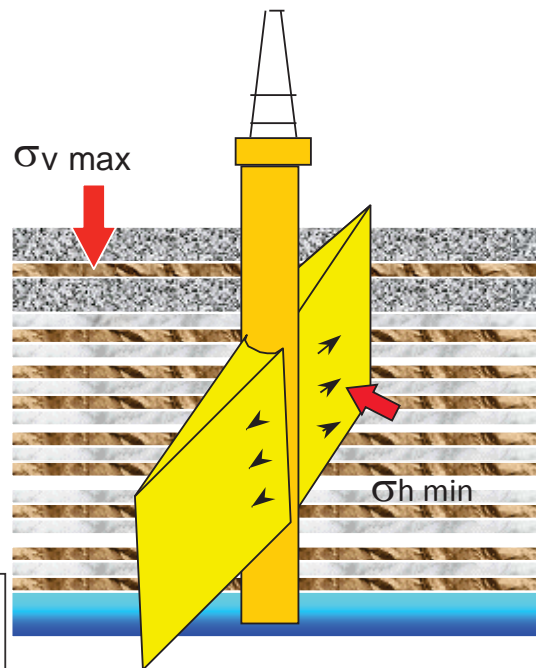
- Le plan de fracture vertical est perpendiculaire à la surface de la terre parce que la contrainte géostatique est trop grande pour être contrée



- Fracture horizontale avec une géométrie semblable à une plaque. Associée d'habitude à des puits peu profonds de moins de 3,000 ft de profondeur

## Principes de base de la fracturation (2)

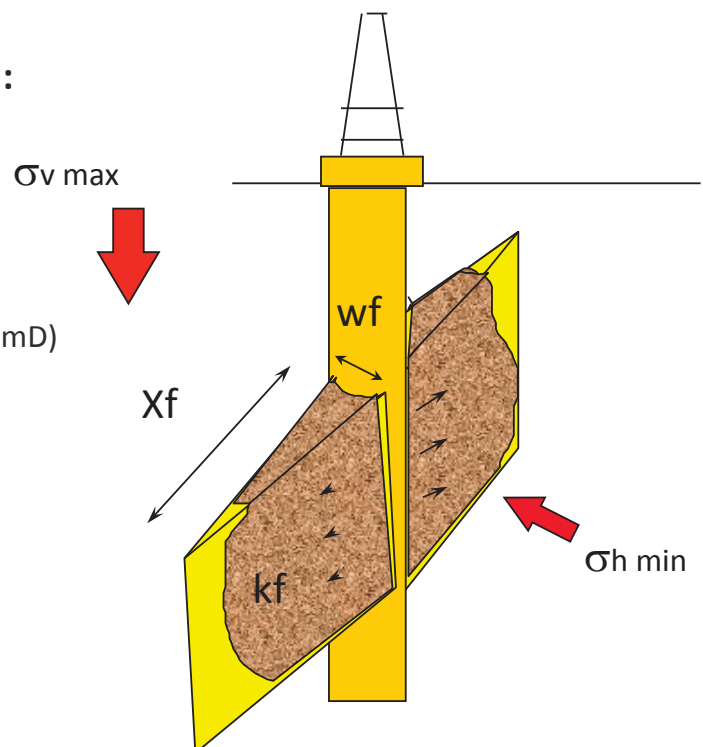
- ▶ Le but de la fracturation hydraulique est d'augmenter la **PRODUCTIVITÉ** du puits
- ▶ **IP** multiplié par 2 à 4 en créant une voie de passage perméable artificielle.
- ▶ Une fracturation peut également augmenter les **RÉSERVES** en connectant de fines couches isolées



Architecture du puits : trou tubé & perforé  
(pour choisir et pour aider  
à initier la fracture)

## Principes de base de la fracturation (3)

- ▶ Une fracture est caractérisée par :
  - Sa **demi-longueur** :  $X_f$
  - Sa **conductivité** :  $K_f \times W_f$ 
    - $k_f$  perméabilité du proppant pack (mD)
    - $w_f$  largeur de la fracture (ft)

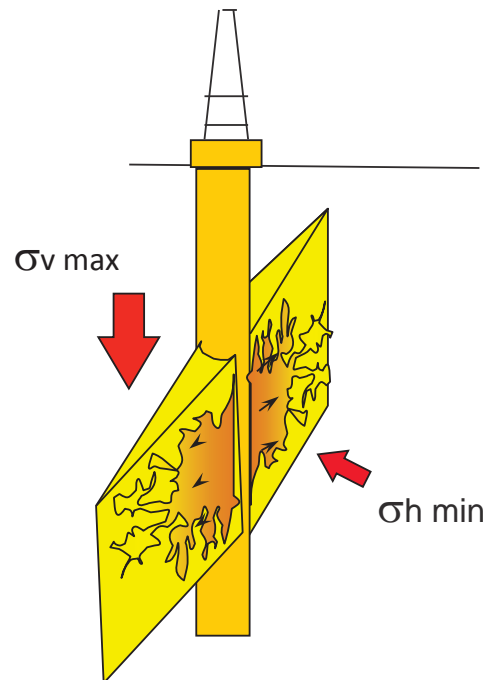




## Principes de base de la fracturation (4)

### ► Les traitements de fracturation à l'acide sont recommandés dans les réservoirs carbonatés.

- Le traitement est pompé en deux étapes :
  - Initiation de la frac & propagation avec un gel
  - L'acide se faufile alors à travers le gel et ronge les faces de la fracture pour créer une fissure artificielle
- Avantages:
  - Conductivité infinie
  - Pas de problème de production du proppant
- Inconvénients:
  - Faible longueur de pénétration à cause de la réactivité de la roche à l'acide (30 à 40m)
  - Risque potentiel de problèmes d'émulsion et de sludge dans le puits d'huile
  - La formation doit garder son intégrité sans effondrement de la fracture

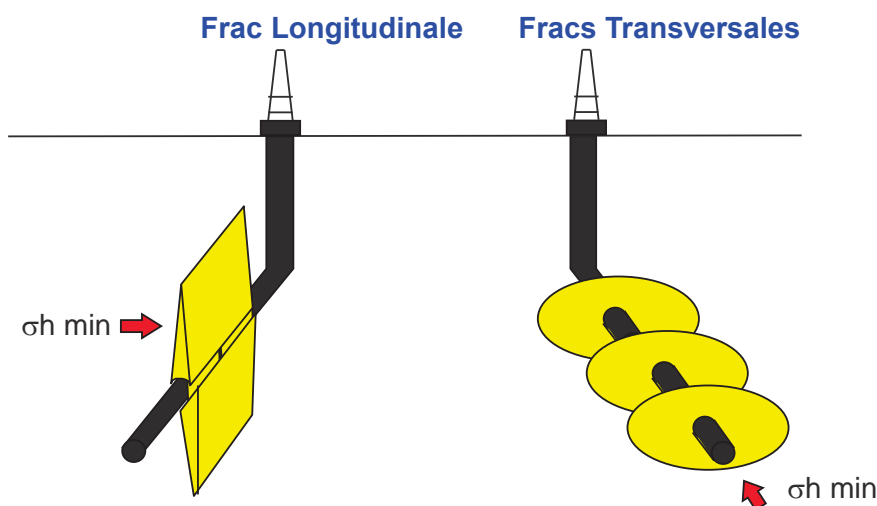


#### Frac Acid

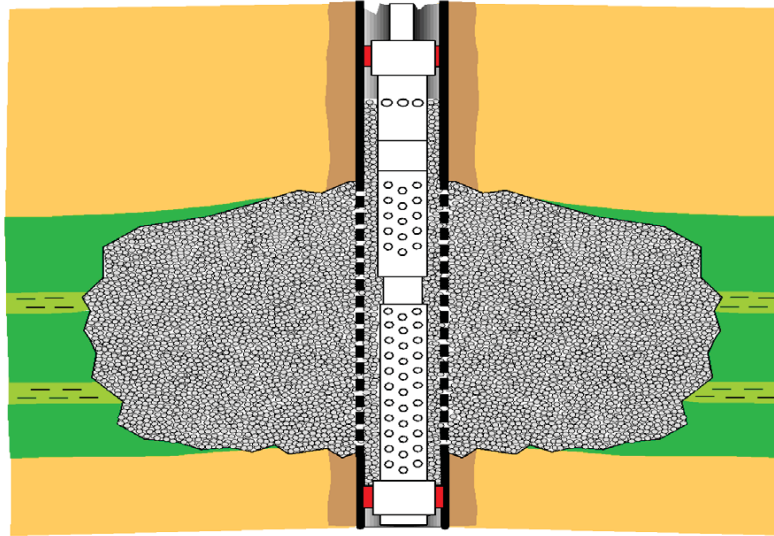
## Principes de base de la fracturation (5)

### ► Réservoirs crayeux :

- Des écoulements de craie peuvent boucher un proppant pack
- Des traitements de la fracture à l'acide sont plus adaptés
- Il peut être nécessaire de les répéter régulièrement
- Pour être rentables, les développements en Mer du Nord incluent des puits horizontaux à fractures multiples



- ▶ Dans un réservoir non consolidé : **FRAC-PACK**
- ▶ Traitement par fracture pour éviter la production de sable



## Prédiction de la hauteur de la fracture

## Prédiction de la hauteur de la frac (1)

- ▶ La hauteur de la fracture n'est pas contrôlée, elle est imposée par la lithologie du réservoir
  - La fracture s'étendra à la verticale jusqu'à ce qu'elle atteigne des **barrières GÉOLOGIQUES** d'une contrainte supérieure à celle du réservoir.
    - Le plus souvent **des couches de schistes ou argileuses**
    - Parfois **des couches compactes & indurées**
    - ou **des couches à pression élevée**
  - Des couches très perméables peuvent également stopper le développement de la frac en hauteur, à cause d'un leak-off élevé du fluide de frac qui consomme ainsi l'énergie du traitement.

## Prédiction de la hauteur de la frac (2)

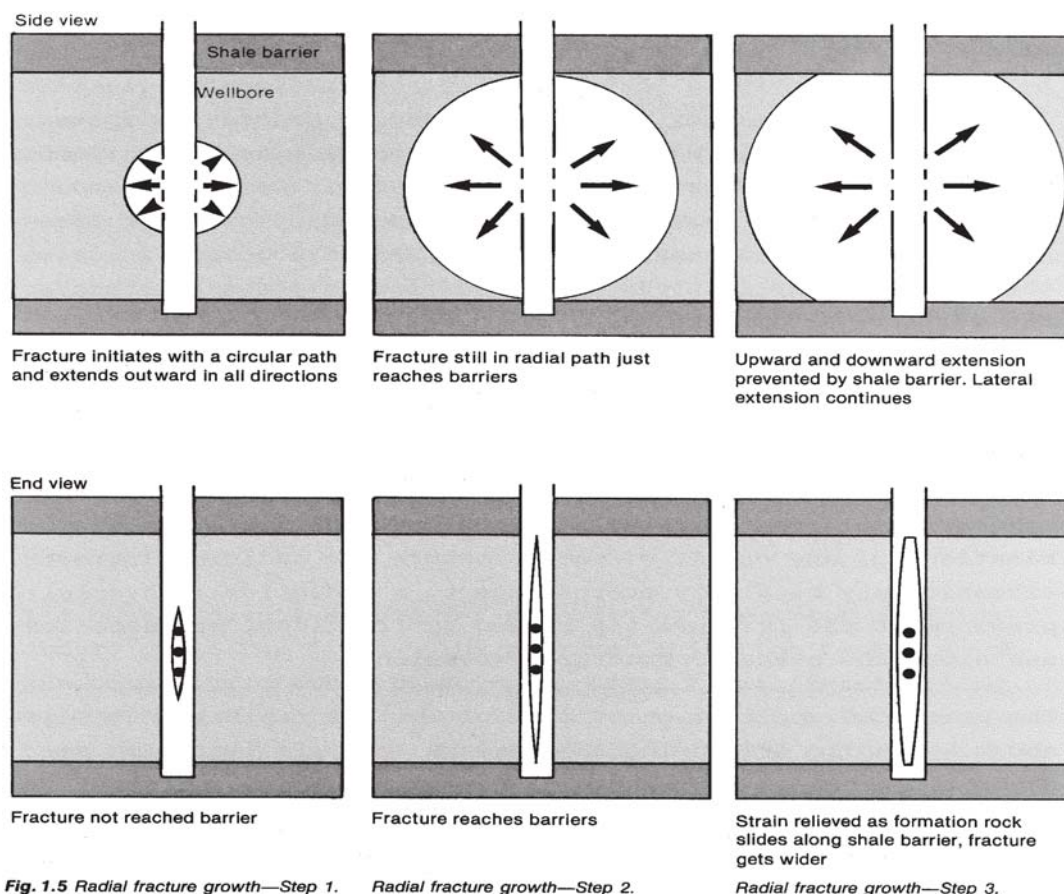


Fig. 1.5 Radial fracture growth—Step 1.

Radial fracture growth—Step 2.

Radial fracture growth—Step 3.

## Prédiction de la hauteur de la frac (3)



Gamma-ray log permet de localiser les couches argileuses



Array-sonic log indique le contraste des propriétés mécaniques relatives entre les couches

Module de Young  $E$  (Contrainte / déformation) et coefficient de Poisson  $\nu$



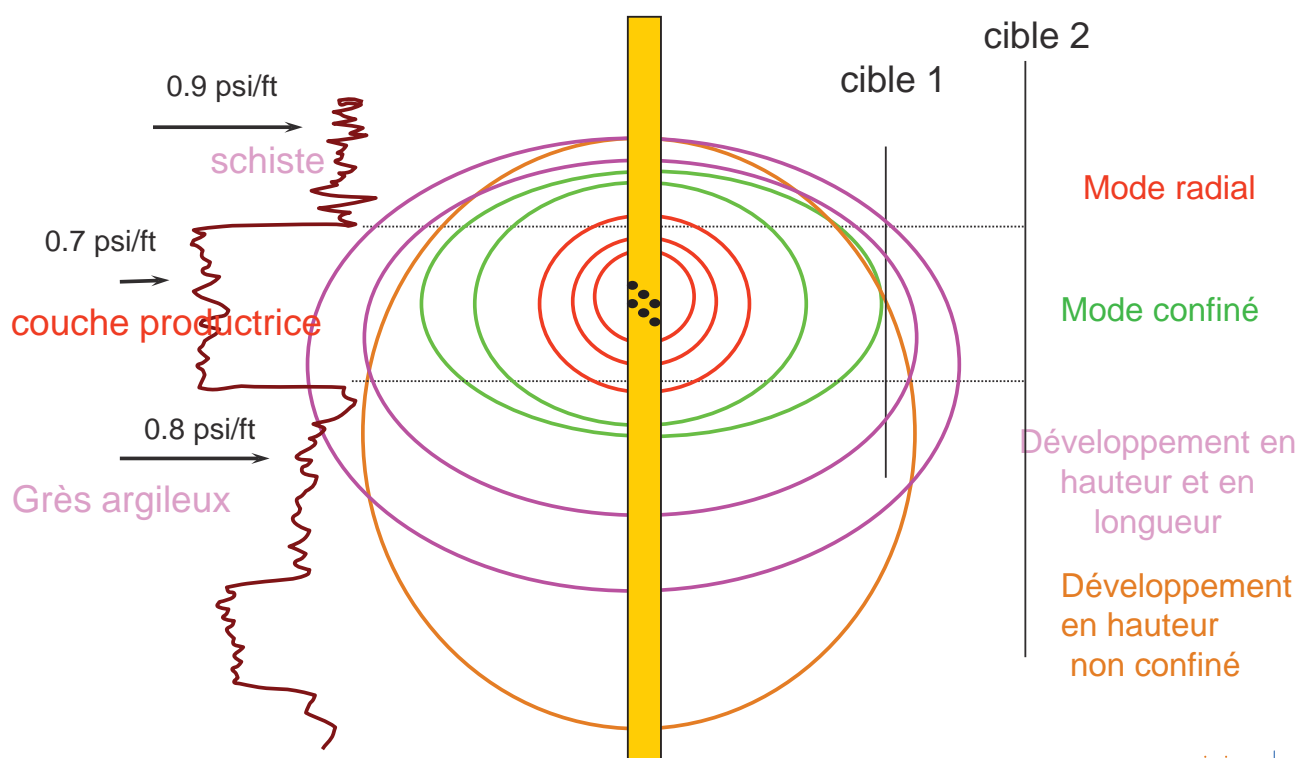
Les valeurs exactes de  $E$  et  $\nu$  doivent être mesurées sur échantillons pour calibrer le Array sonic.

► À partir des propriétés mécaniques, il faut soulever certaines hypothèses sur:

- La contrainte dans le réservoir
- Les contraintes dans les barrières
- La hauteur de la frac dépendra de la meilleure approximation du profil de contrainte
- Des "sensitivity runs" montreront plusieurs scénarios de propagation
- Seul le «minifrac» évaluera le meilleur scénario

## 1.- Prédiction de la hauteur de la frac (4)

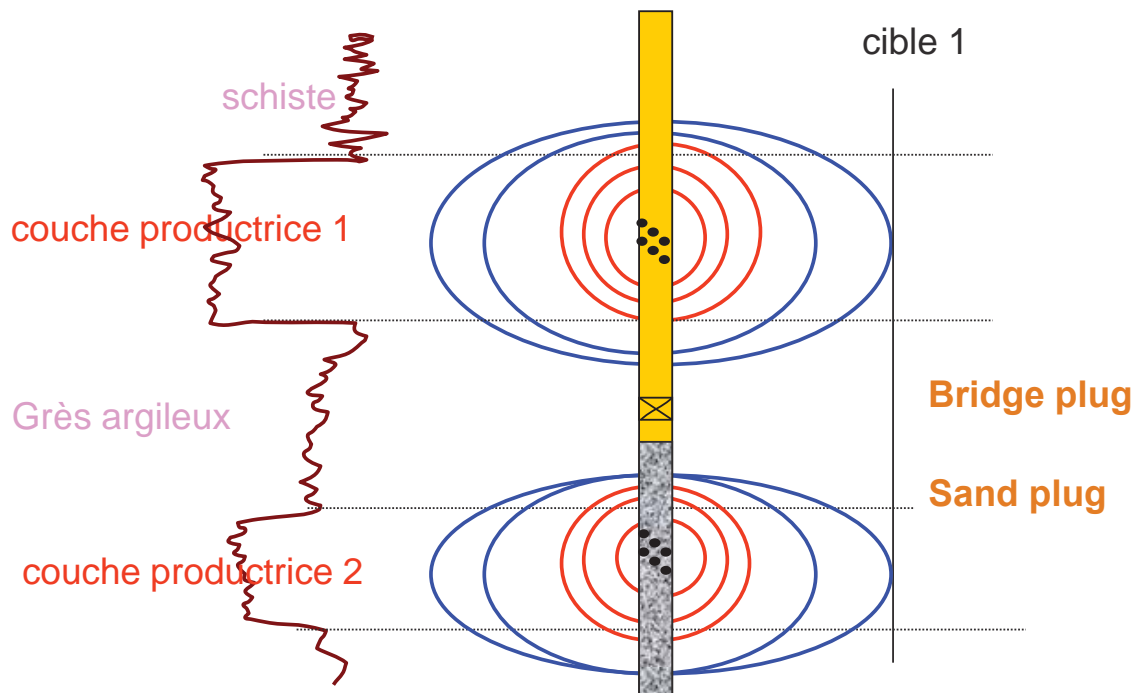
■ La hauteur de la fracture est fonction de la longueur ciblée de la frac





## 1.- Prédiction de la hauteur de la frac (5)

- Si plusieurs couches productrices ou si réservoir épais :
  - Le traitement est effectué en plusieurs fractures, avec une **isolation** entre chaque



## Conception de la longueur de frac

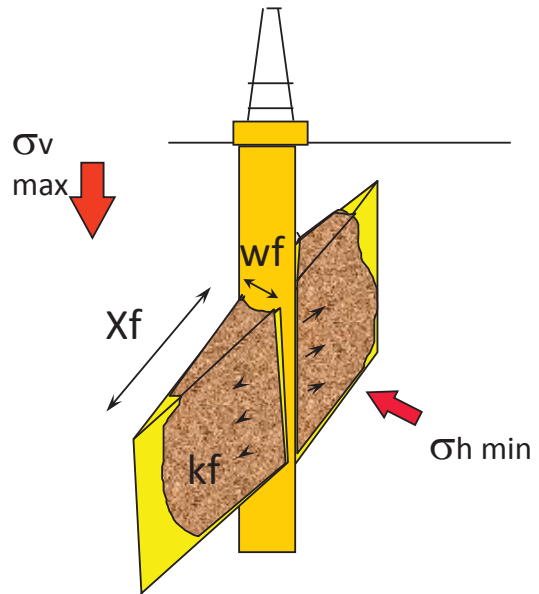
## Conception de la longueur de frac (1)

### ■ La longueur de frac dépend de la productivité ciblée

- Certains paramètres importants (1) :
  - La conductivité adimensionnelle

$$F_{cd} = \frac{k_f w_f}{k x_f}$$

- K (perméabilité du réservoir) en mD,
- Kf (perméabilité de la fracture) en mD
- Xf (demi longueur) en ft
- Wf (épaisseur) en ft
- L'objectif est au moins :  $F_{cd} > 2$



## Conception de la longueur de frac (2)

### ■ Kf – Influences principales :

- Choix du proppant
- Contrainte de fermeture
- Encastrement
- Migration des fines
- Systèmes de fluides
- Conception
- Température
- Transport

### ■ Xf et Wf – Influences principales:

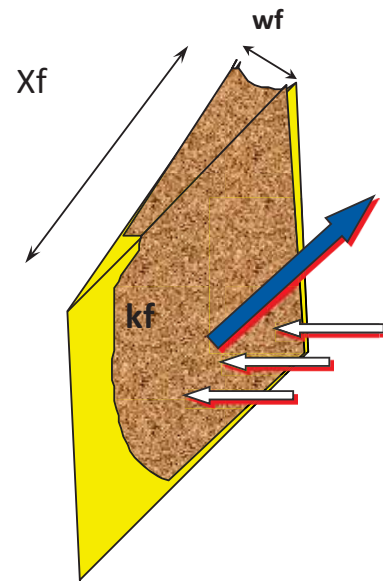
- Propriétés de la formation
  - Contraintes
  - Propriétés des roches
  - Pression de pore
- Conception
  - Programme de pompage
  - Vitesse
  - Volumes
  - Systèmes de fluides

$$F_{cd} = \frac{k_f w_f}{k x_f}$$

## Conception de la longueur de frac (3)

### ► Utilité de la longueur de la fracture :

- Conductivité sans dimension :
  - $F_{cd}$  = représente le rapport entre le potentiel de la voie de passage et le potentiel de la matrice
- Sachant que  $K_f.W_f = 2500 \text{ md.ft}$ 
  - Quelle est la largeur de la fracture (en mm) ? Si la perméabilité du proppant est  $K_f = 250 \text{ D}$
  - Quelle est la valeur de  $X_f$  si  $F_{cd}=2$  et  $K_{\text{formation}} = 10 \text{ mD}$  ?



## Conception de la longueur de frac (5)

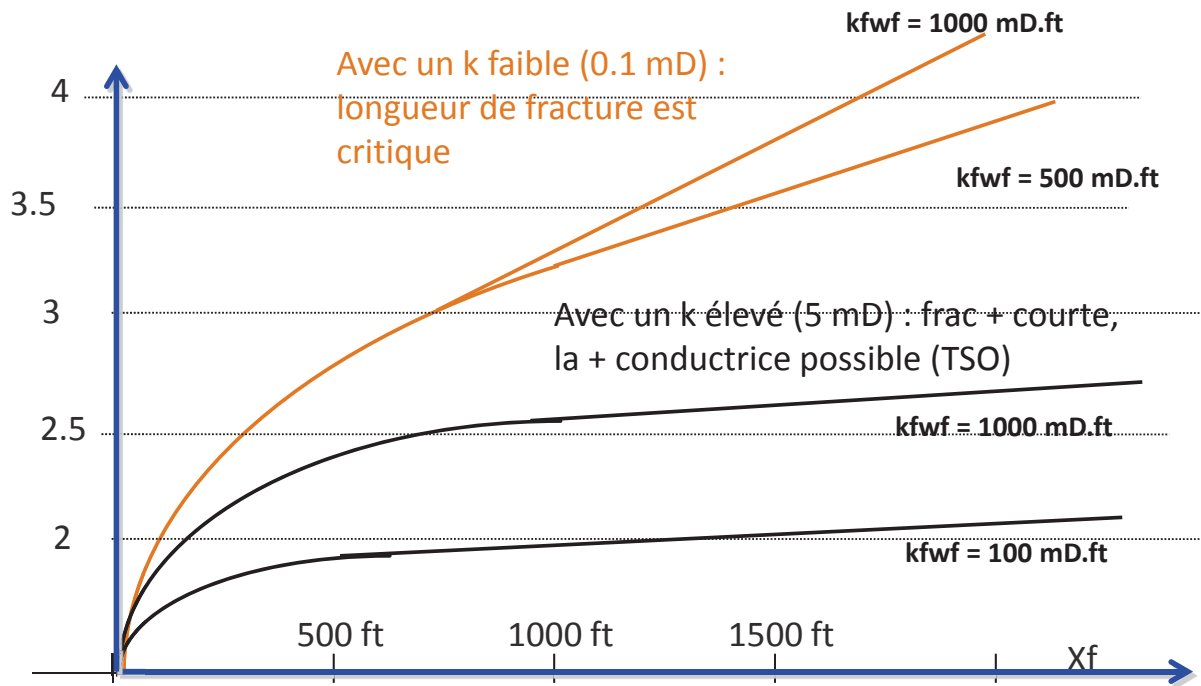
► Le Fold of Increase :  $FOI = \frac{\text{IP with frac}}{\text{IP without frac}} = \frac{\ln(re/rw)}{\ln(re/rw) + S_f}$

- Représente l'augmentation de production dûe à la frac.
- Ordre de grandeur habituel : FOI généralement entre 2 et 4 puisque:
  - $\ln(re/rw)$  entre 7 et 10  
( $re = 500 \text{ to } 1000 \text{ m}$ ), ( $rw = 0.1 \text{ à } 0.05 \text{ m}$  ( $OD = 8''1/2 \text{ à } 4''1/2$ )))



## Conception de la longueur de frac (6)

$$FOI = \frac{\ln(re / rw)}{\ln(re / rw) + Sf}$$

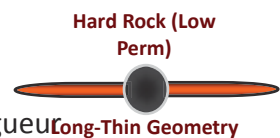


**Les longues fractures seront principalement pour des réservoirs de faible perméabilité**

## Conception de la longueur de frac (7)

### ► Faible perméabilité

- Fractures longues à conductivité faible à moyenne
  - 20/40 proppant habituellement suffisant
  - De grands volumes de PAD sont nécessaires pour créer de la longueur



### ► Perméabilité élevée

- Fractures courtes à forte conductivité
  - Longueur de fracture suffisante pour contourner la zone d'endommagement
  - Utilisées seulement pour créer de la hauteur de de la largeur
  - Technique du tip screenout nécessaire
  - Pas de taille de proppant particulière

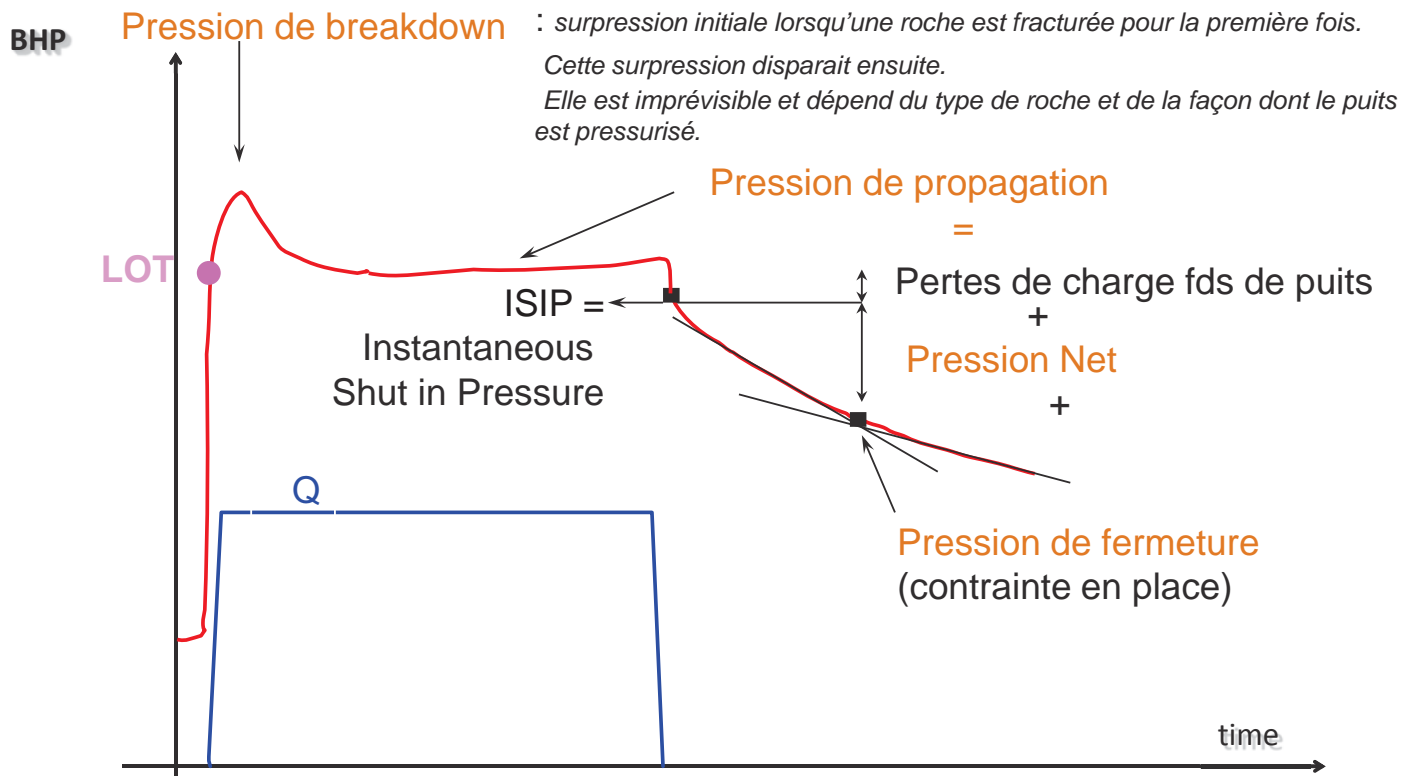


- ▶ On utilise généralement le **Tip Screenout** avec une perméabilité élevée pour permettre la mise en place de larges fractures conductrices.
- ▶ Programme de proppant conçu pour atteindre le bout de la fracture, la géométrie de la fracture s'arrête, le proppant colmate et le pompage continu augmente la largeur de la fracture.

## Prédiction de la pression de frac

## Prédiction de la pression de frac (1)

L'expression «pression de frac» peut avoir plusieurs sens



Traitement des réservoirs

## Prédiction de la pression de frac (2)

- On estime le gradient de frac dans le réservoir
- En fonction du type de roche
- Et de la pression de gisement
- et... de l'historique tectonique



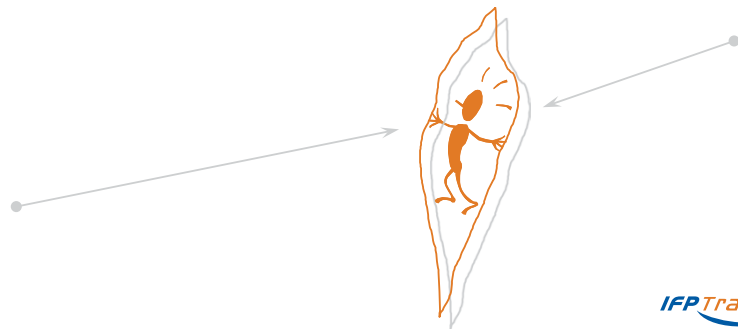
$$\sigma_h \approx \frac{\nu}{1 - \nu} (OB - \alpha SP) + \alpha SP + T$$

Coef de Poisson mesuré sur échantillon (pointing to  $\nu$ )  
 géostatique  $\sim 0.9-1.1$  psi/ft (pointing to  $OB$ )  
 Coef de Biot De 0,8 à 1 (pointing to  $\alpha$ )  
 Pression de pore (pointing to  $SP$ )  
 T (pointing to  $T$ )

Le gradient de stress initial peut varier de 0,50 à 0,9 psi/ft

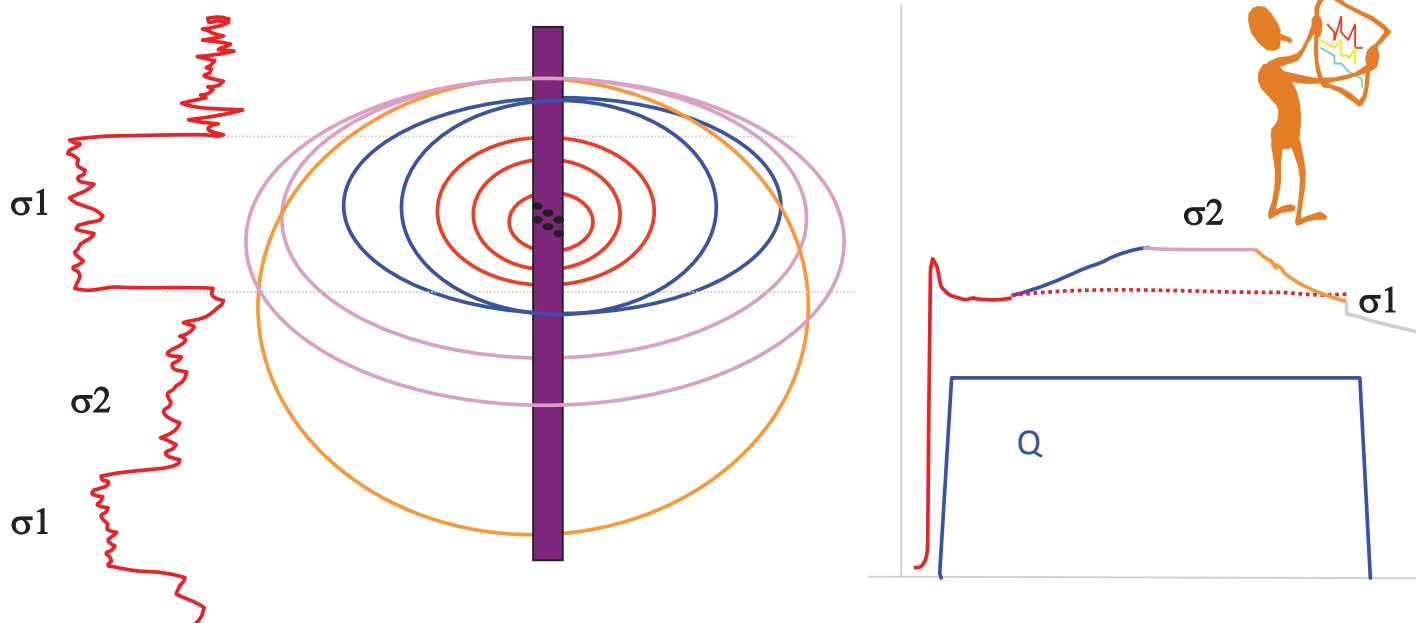
## Prédiction de la pression de frac (3)

- ▶ La Pression Nette est calculée par des simulateurs pseudo 3D.
- ▶ Elle dépend principalement :
  - Du module de Young  $E$
  - De la largeur de la frac (fonction de la vitesse et de la viscosité du fluide)
  - De la hauteur de frac et de son mode de propagation
- ▶ La pression nette est l'excédent de pression dans le fluide de frac qui maintient la fracture ouverte, c'est l'énergie disponible pour propager la fracture et produire:
  - Longueur
  - Largeur
  - Hauteur

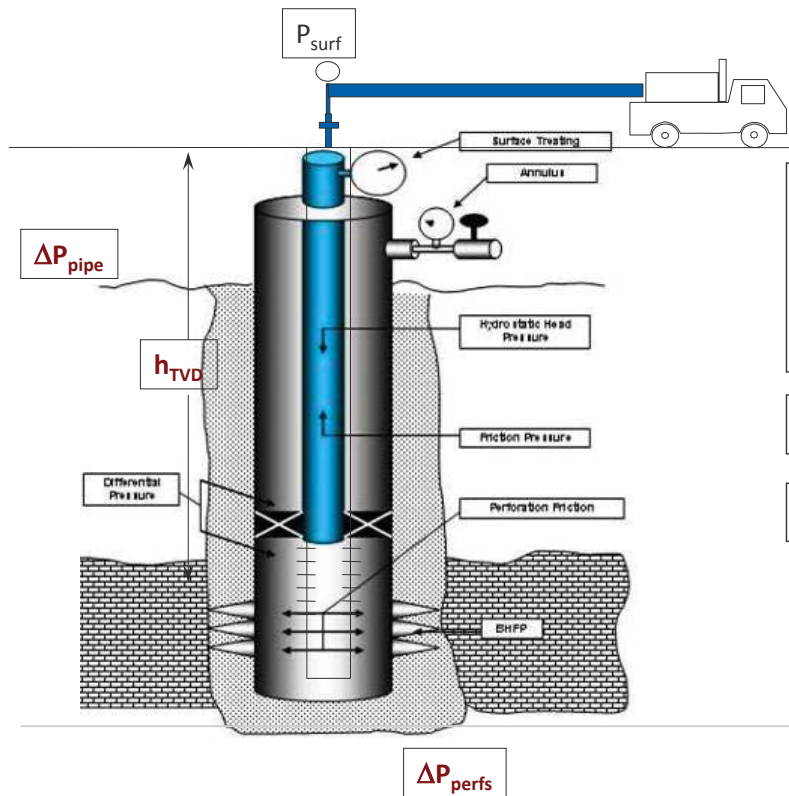


## Prédiction de la pression de frac (4)

Afin de comprendre la géométrie de la fracture, il faut interpréter le comportement de la pression en cours de pompage et après l'arrêt des pompes



## Prédiction de la pression de frac (5)



$$HHP = P_{surf} \times Q / 40.8$$

Pression en psi  
Q, débit en bpm

$$BHTP = P_{surf} + P_{HH} - \Delta P_{pipe}$$

$$BHFP = \text{Gradient}_{frac} * H_{verticale}$$

## Conclusions sections 1,2,3

- Pourquoi effectuer une fracture hydraulique
  - Quand pomper le proppant
  - Quand pomper l'acide
- Pourquoi effectuer une fracture dans une formation à forte perméabilité
- Qu'est ce que le Fcd ?
- Quelle valeur cibler comme Fcd ?

# Conception de la complétion

Traitement des réservoirs

IFP Training

36

## Stratégie de conception de complétion (1)

- ▶ Taille de **tubing** suffisante pour supporter la vitesse de pompage en pression
- ▶ Limites mécaniques sur le **liner**
- ▶ Limites de pression de la **tête de puits**
- ▶ Limites de pression pour la profondeur du **packer**



► Déterminer la **pression WH Maximale (exercice)**

- En pompant le minifrac

► Déterminer la **Puissance HHP nécessaire (exercice)**

► **Exemple:**

- Profondeur = 10 000 ft
- Contrainte en place (logs-minifrac) = 0.85 psi/ft
- P breakdown = 1,07 psi/ft
- Densité fluide = 1,02 SG
- Pertes de charge = ds tbg 1500 psi @ 20 bpm, ds formation: 200 psi
- Net P attendue= 1500 psi en cours de propagation de la fracture

# Stratégie de perforation



### Les perforations doivent répondre aux besoins du traitement par fracture

#### ► Pénétration en profondeur :

- Pour contourner la concentration de la contrainte autour du puits

#### ► Densité élevée – angle de tir élevé : au moins 6 SPF - 60° :

- Pour diminuer la tortuosité (direction de la fracture inconnue)

#### ► Dans les puits déviés : petit intervalle de perforation (~ 2 à 4 m):

- Pour éviter des fractures multiples

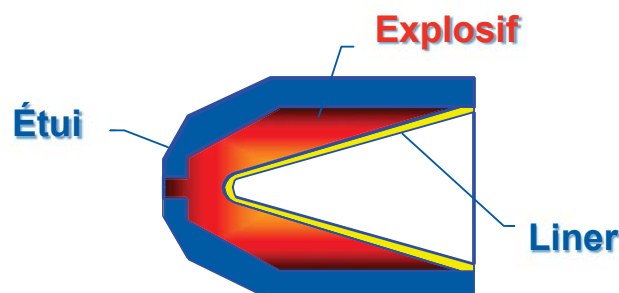
## Stratégie de perforation (2)

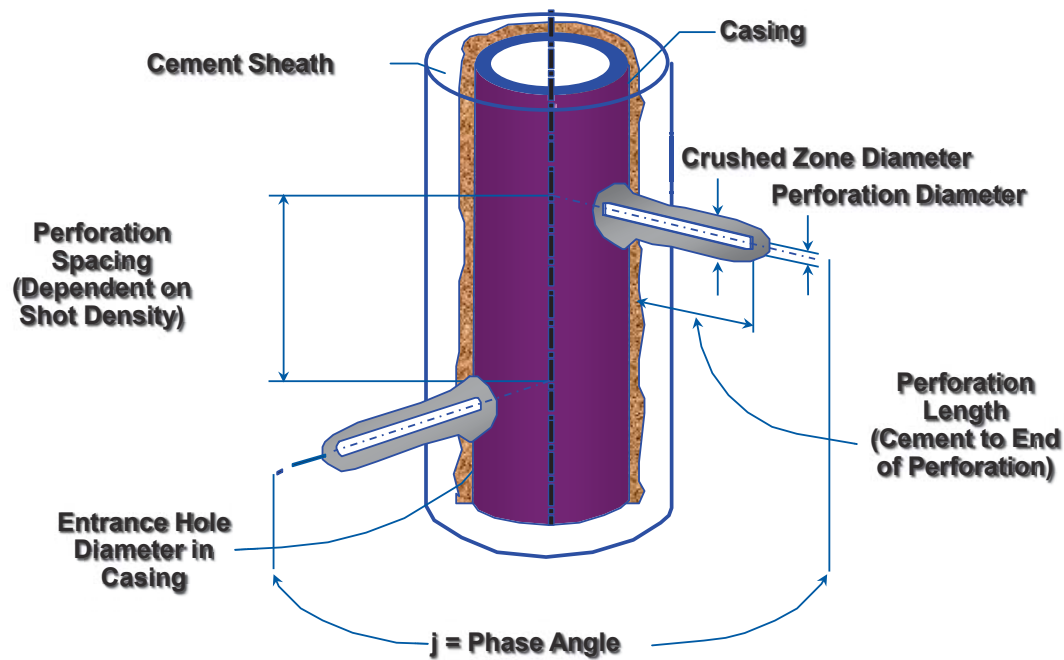
#### ► But de la perforation

- Établir une communication efficace entre le réservoir et le puits

#### ► Charges Creuses

- La charge creuse est née du souhait de détruire les chars pendant la 2<sup>ème</sup> guerre mondiale. L'idée de base est que la charge explosive elle-même dirige la force de l'explosion





## Stratégie de perforation (4)

### ► Densité de tirs

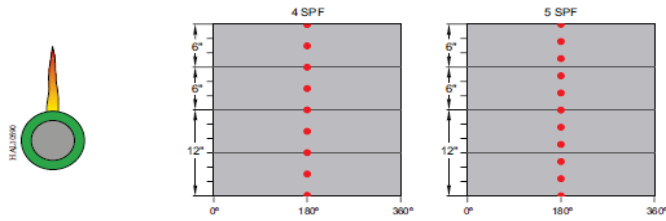
- La densité de tirs s'exprime en spf (shots per foot)
  - Roche dure (Faible perméabilité Gaz) - 1 à 2 spf
  - Roche tendre (Perméabilité élevée Frac-Pack) - 16 à 21 spf

### ► Angle de tir

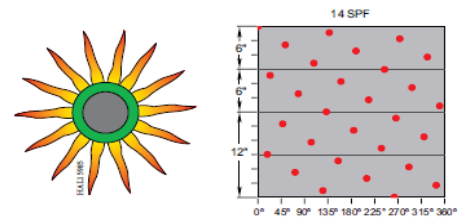
- Direction des charges creuses les unes par rapport aux autres dans les canons de perforation
- Les charges sont organisées en spirale
  - Cela maximise la performance de la charge creuse
  - Cela répartit les perforations uniformément

## Stratégie de perforation (5)

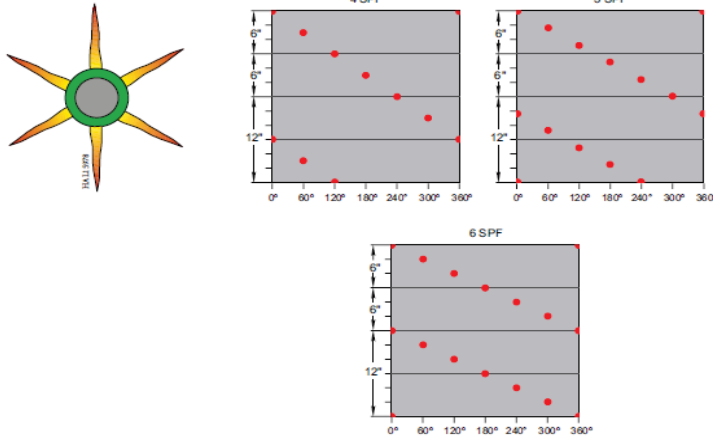
0° Phasing 4 and 5 SPF



138° Phasing 14 SPF



60° Phasing 4, 5, and 6 SPF



## Stratégie de perforation (6)

### ► Types de canons

- Canons descendus au câble
  - Casing Gun (over balanced)
  - Through Tubing Gun (peut être en underbalanced mais limite la taille du gun)
- Tubing conveyed perforating (TCP)
  - Permet de perforer en underbalanced
  - Fortement utilisé dans les Compléments de Contrôle des Sables

### ► Types de charges creuses

- Gravel pack (GP) et Deep penetrating (DP)

- Cramer (SPE 16189, 1987) a proposé un certain nombre de choses concernant les pertes de charge liées à la perforation:

$$\Delta P_{\text{fperf}} = \frac{0.2369 \rho Q^2}{d_{\text{perf}}^4 C_D^2 N^2}$$

where

$\Delta P_{\text{fperf}}$  = Perforation Friction, psi

SG = Fluid Density, lbs/gal

Q = Flow Rate, BPM

N = Number of perforations

$d_{\text{perf}}$  = Perforation Diameter, inch

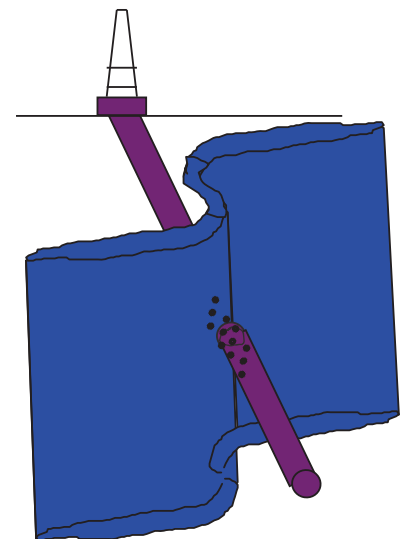
$C_D$  = Discharge Coefficient for perforation tunnel effects.

Values range from 0.6 early to 0.9 late in the treatment

## Stratégie de perforation (8)

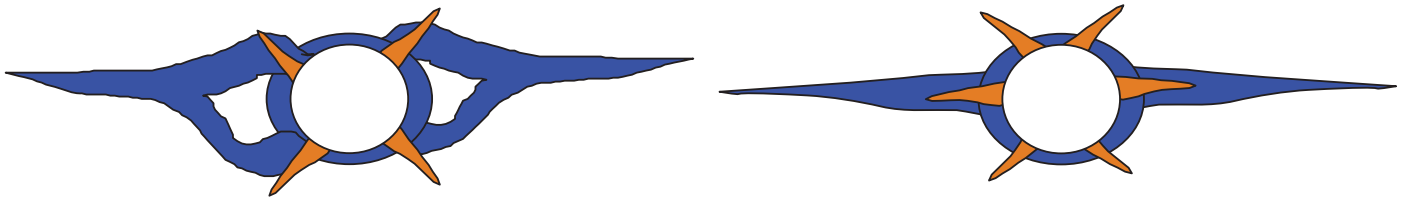
### ■ TORTUOSITÉ

- Définie comme un passage sinueux qui connecte le puits au corps principal de la fracture
- Le schéma simplifié de la géométrie d'une fracture montre comment une fracture peut tourner et se tordre pour s'aligner avec le plan de fracture le plus aisé



### ■ Les causes principales de la tortuosité sont :

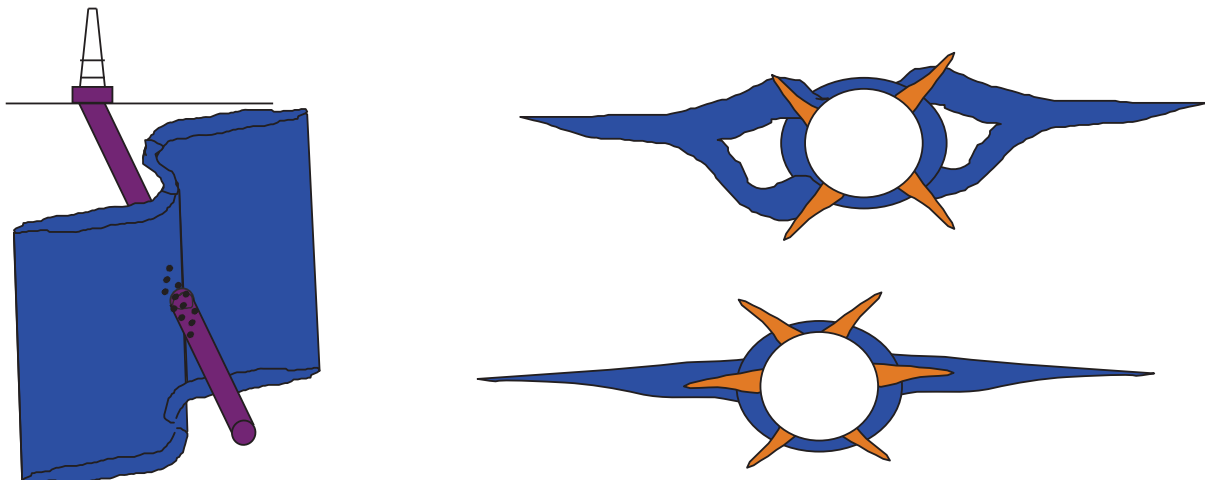
- Les puits déviés
- Un mauvais alignement de l'angle de tir
- De longs intervalles perforés
  - De multiples fractures peuvent s'initier
  - Des réservoirs naturellement fracturés
  - Les formations avec un leak-off très élevé



## Stratégie de perforation (10)

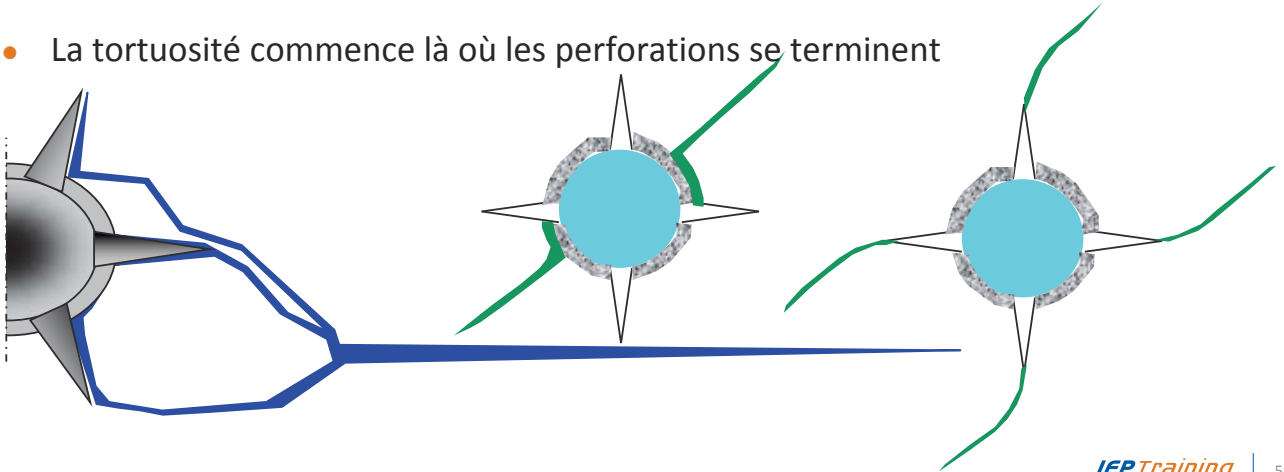
### ■ Ses conséquences sont :

- Augmentation de pression en cours de pompage
- Risque élevé de screen out prématuré
- Mauvaise connexion entre le puits et la fracture
- Une diminution de la productivité



### ► Pertes de charge aux abords du puits

- Les pertes de charge aux abords du puits résultent de
  - La tortuosité de la fracture aux abords du puits
  - Des fractures multiples aux abords du puits
  - La connectivité de la perforation avec la fracture
- C'est la somme des pertes de charge dans les perforations (le fluide passant par les voies d'écoulement restreintes des perforations) et des pertes de charge liées à la tortuosité
- La tortuosité commence là où les perforations se terminent



## Sélection du fluide



## Sélection du fluide (1)

### ► Le fluide de frac doit :

- Créer une fracture : le moins de leak-off possible dans la formation et ne doit pas l'endommager
- Transporter le proppant (viscosité), mais il doit également y avoir le moins de pertes de charge possible dans le tubing
- Être stable à température élevée en cours de pompage
- Se casser et être nettoyé facilement avec peu ou pas de résidus

Une cause importante de faible perméabilité en post-fracture est la présence d'un résidu d'isopolymère dans la formation et sur les faces de la formation sous forme d'un cake polymérique

**Les gels de frac ont fait d'énormes progrès au cours des 10 dernières années**

## Sélection du fluide (2)

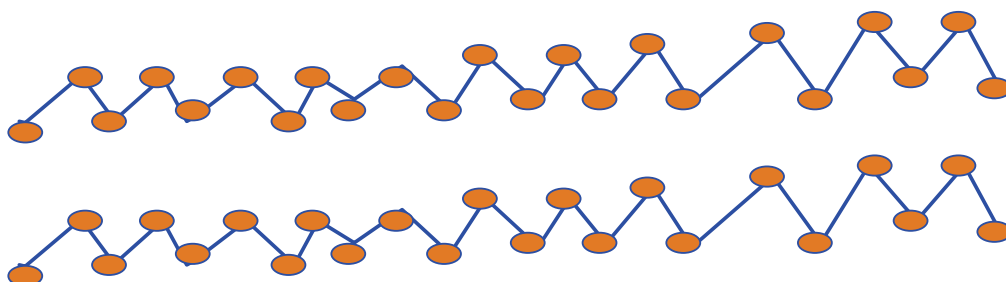
### ► Gels polymériques linéaires

### ► Guar : forme chimiquement purifiée du caoutchouc naturel et son dérivé : HPG (hydroxylpropyl guar)

### ► Le nouveau produit : CMHPG (Carbo Methyl hydroxyethyl guar)



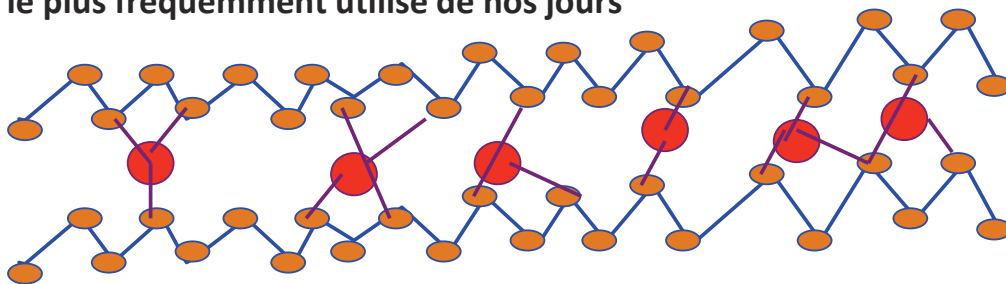
*Cyamopsis tetragonoloba*, the guar plant, also called cluster bean. This annual plant is native to India and is well adapted to semi-arid regions in the north and northwest. The tissue (endosperm) surrounding the beans' seed embryo is the source of guar gum galactomannan.





## Sélection du fluide (3)

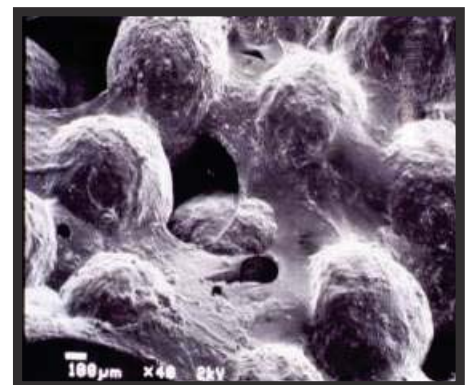
- ▶ **Agent de réticulation** = ion de métal lourd pour rigidifier les chaînes
- ▶ Le gel constitue un cake sur les faces de frac
- ▶ La filtration de l'eau dans le réservoir est donc réduite
- ▶ Titanate, Zirconate (applications à température élevée)
- ▶ Borate : le plus fréquemment utilisé de nos jours



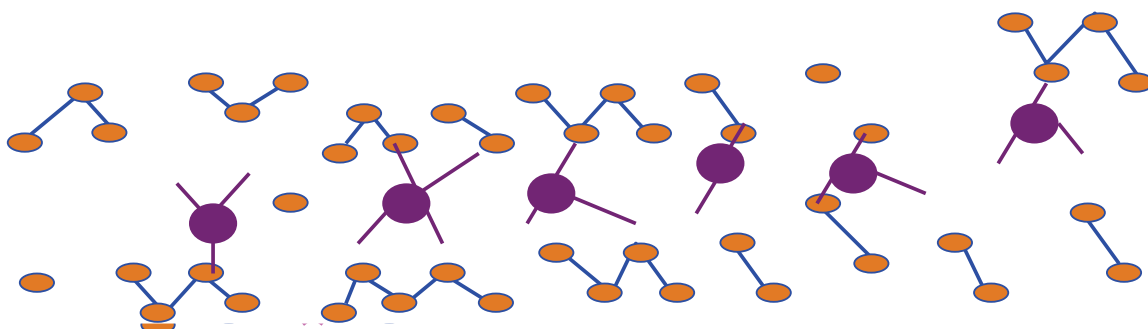
## Sélection du fluide (4)

### ▶ Additifs

- (stabilisateur de température)
- (agent de contrôle de filtrat)
- surfactant (pour la récupération du fluide)
- BREAKER oxydant encapsulé
- bactéricide



- ▶ Les gels de BORATE sont très résistants aux températures élevées (130°C), sans breaker, ils ne cassent pas !

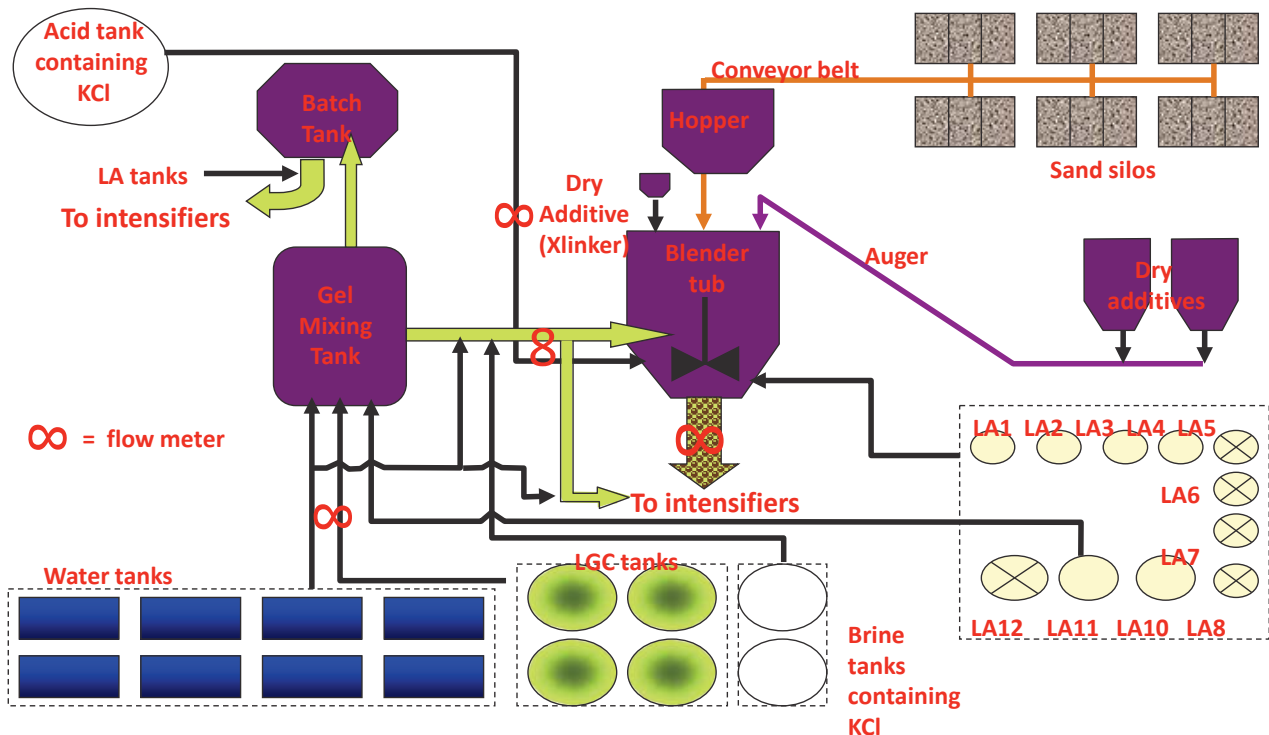


## Sélection du fluide (5)

- ▶ La société de service choisie propose une formulation de fluide selon le programme de pompage.
- ▶ Des tests de **contrôle de la qualité** sont menés pour vérifier la formulation
  - Compatibilité avec le réservoir (Argiles)
  - Temps de réticulation (devrait être inférieur au temps de descente dans le tubing)
  - Stabilité en cours de pompage
  - Bonne casse avec le moins de résidus possible
- ▶ Mais toujours une diminution de la perméabilité d'environ 50% du proppant pack



## Mixage du fluide (7)



# Sélection du proppant

Traitement des réservoirs

IFP Training

58

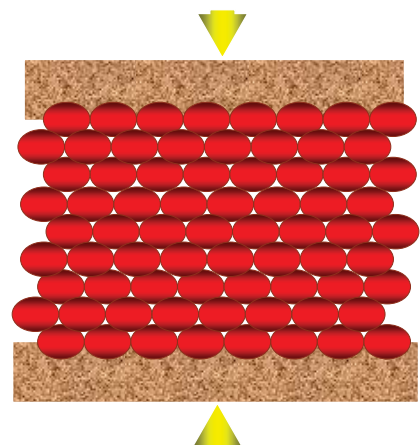
## Sélection du proppant (1)

► Le proppant est utilisé pour maintenir la fracture ouverte

► Besoins :

- Conductivité, mise en place
- Ne pas s'écraser sous la contrainte de fermeture (fines)
- Perméabilité du pack
- Couvre toute la frac (du haut jusqu'en bas)
- Uniforme
- Sphéricité, arrondi
- Transportable (densité)
- Coût

► Propnant et Conductivité ( $K_f W_f$ )



## Sélection du proppant (2)

- ▶ **Le proppant est utilisé pour maintenir la fracture ouverte**
- ▶ **Taille du proppant** : elle dépend de la conductivité ciblée : 20/40 ou 16/20  
attention au diamètre d'entrée de la perforation et à la largeur de la frac
- ▶ **Types de proppants**
  - Sable
  - Type de substrat : sable de haute qualité ou artificiel (dérivé d'aluminate), choisi en fonction de la contrainte réelle : céramique, bauxite etc...
  - Enduits de résine (RCP) :
    - pro: diminue le risque de dégorgeement de proppant (vitesse élevée dans les puits de gaz)
    - con: plus cher, conductivité de frac inférieure, température limitée
- ▶ **La probabilité de dégorgeement du proppant est toujours difficilement prévisible**

## Sélection du proppant (3)

- ▶ **La taille du proppant est fixée par la taille du maillage (#)**
  - ASTM E-11 (ISO 3310)
    - Le maillage se réfère au nombre d'ouvertures par pouce
  - Mesh    mm    ins
  - 8        2.360    0.0937
  - 12       1.700    0.0661
  - 16       1.180    0.0469
  - 20       0.850    0.0331
  - 30       0.600    0.0234
  - 40       0.425    0.0165
  - 100      0.150    0.0059



Mesh 100

30

10

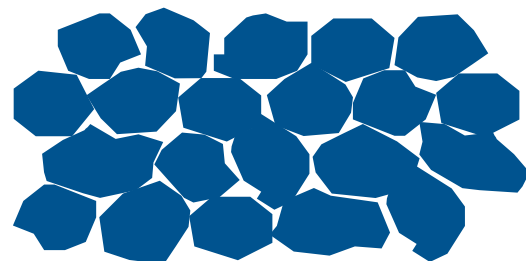
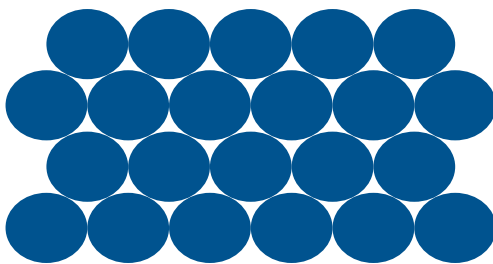
## Sélection du proppant (4)

- ▶ API RP 56, Pratiques recommandées pour Tester le Sable utilisé dans les opérations de Fracturation Hydraulique
  - 90% minimum des grains de proppant devraient passer à travers les plus grandes mailles et être retenus par les plus petites, par ex 6/12, 10/20, 20/40, etc.
  - 0.1% max. doit être retenu dans le premier tamis
  - 1.0% max. doit être retenu dans le plateau



RECOMMENDED SIEVE FOR VARIOUS SAND SIZES						
Sieve Opening Micrometers	2360/1180	1700/850	1180/600	850/425	600/300	425/212
Sand Size (mesh)	8 - 16	12 - 20	16 - 30	20 - 40	30 - 50	40 - 70
Nest of USA Sieves Recommended for Testing	6	8	12	16	20	30
	8	12	16	20	30	40
	12	16	20	30	40	50
	14	18	25	35	45	60
	16	20	30	40	50	70
	20	30	40	50	70	100
	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan	Pan

## Sélection du proppant (5)



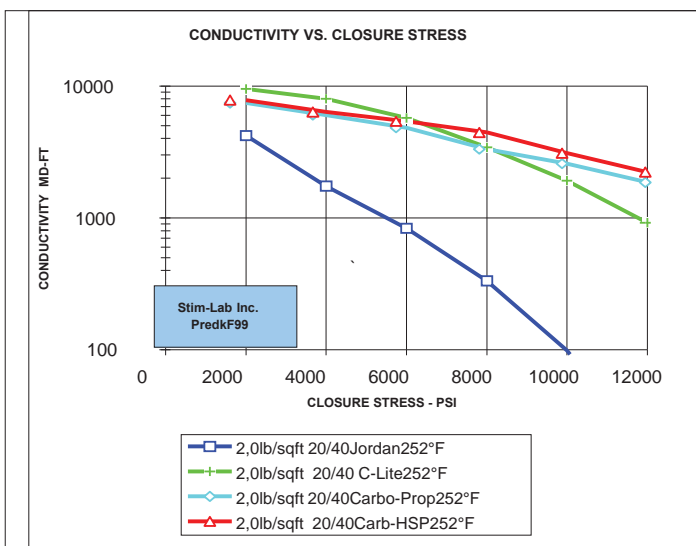
**Plus le grain du proppant est régulier et rond,  
plus la perméabilité est élevée**

## Sélection du proppant (6)

Diamètre de Perforation Requis pour éviter le bouchage des perforation (bridging)

Maximum Proppant Concentration LB/Gal	Proppant Mesh Size				
	8/12	12/20	16/30	20/40	40/60
1	0.27	0.19	0.13	0.09	0.05
2	0.37	0.26	0.18	0.13	0.06
3	0.44	0.31	0.22	0.15	0.08
4	0.49	0.34	0.24	0.17	0.09
5	0.52	0.36	0.26	0.18	0.09
6	0.53	0.38	0.27	0.19	0.09
7	0.54	0.38	0.27	0.19	0.10
8	0.55	0.39	0.27	0.19	0.10
9	0.56	0.39	0.28	0.20	0.10
10 or more	0.56	0.40	0.28	0.20	0.10

## Sélection du proppant (7)



- taille : dépend de la conductivité ciblée : 20/40 (0.5 - 0.7 mm) ou 16/20 (1 mm)
- attention au diamètre d'entrée des perforations et à la largeur de la frac
- type: dépend de la contrainte de la formation en place

CONDUCTIVITY (md-ft)					PERMEABILITY (Darcies)				
Closure Stress psi	20/40 Jordan 2.0lb/sqft-252°F	20/40 C-Lite 2.0lb/sqft-252°F	20/40 Carbo-Prop 2.0lb/sqft-252°F	20/40 Carb-HSP 2.0lb/sqft-252°F	Closure Stress psi	20/40 Jordan 2.0lb/sqft-252°F	20/40 C-Lite 2.0lb/sqft-252°F	20/40 Carbo-Prop 2.0lb/sqft-252°F	20/40 Carb-HSP 2.0lb/sqft-252°F
2000	4215	9509	7452	7835	2000	227	500	446	515
4000	1742	8010	6031	6355	4000	97	432	377	432
6000	836	5740	4823	5404	6000	48	318	315	381
8000	333	3426	3330	4445	8000	20	195	228	325
10000	99	1919	2579	3103	10000	6	112	186	236
12000	18	919	1858	2227	12000	1	55	141	176
Median Diam. (mm)	0.560	0.723	0.655	0.697		0.560	0.723	0.655	0.697



## Réalisation de l'opération:

- équipement, préparation, traitements & nettoyage

## Mise en place des équipements

### ► Avant tout traitement, vérifier que les équipements ont correctement été choisis

- Évaluer la WHP maximale
- Effectuer une analyse triaxiale du tubing, et s'assurer qu'elle tiendra
- Estimer la pression d'initiation en supposant :
  - $P_{breakdown} = P_{stress} \text{ (Psi/ft)} + 0.2 \text{ psi/ft}$
- Effectuer un contrôle de qualité sur le fluide de frac (cassera-t-il ?)
- S'assurer que les bacs sont propres
- S'assurer qu'il y a suffisamment de HHP disponible sur chantier

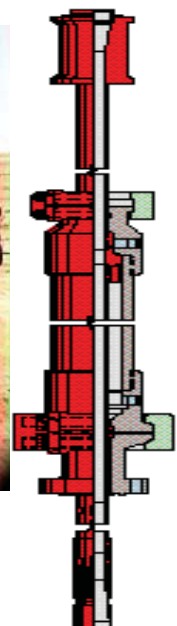


- Vérifier que les équipements de frac peuvent accéder au puits et qu'ils peuvent être installés sur le chantier



## Mise en place des équipements

- Avant tout traitement, vérifier que le rig up a été correctement effectué (vanne du Xmas tree fermée)
- Vérifier la vanne
- Vannes toujours 2 x 3"
- Pop off valve
- Unité de cimentation sur l'annulaire
- Effectuer un test de pression 2000 psi. 15 minutes



## Mise en place des équipements



Proppant bins



Frac pump



Blender



Lab

## Mise en place des équipements: équipement de dégorgement



- ▶ Équipement de test 'habituel'
- ▶ Dessableur
- ▶ Forced closure manifold
- ▶ Équipement spécifique pour l'ESD



- ▶ Dimensionnement de la fracturation
- ▶ Définition de la procédure de fracturation
- ▶ Préparation du puits
- ▶ Logs avant la frac
- ▶ Pre-job meeting
- ▶ Breakdown, Mini frac, SRT/SDT
- ▶ Opération de frac
- ▶ Mesures pendant les ops de frac
- ▶ Mesures après les ops de frac
- ▶ Dégorgement du puits
- ▶ Analyse des résultats

## Breakdown de la formation

### ▶ 1) Breakdown de la formation

- C'est la **première fois** que la formation se casse.
- Il doit être effectué avant les autres étapes
- et de la façon la plus énergique possible
- Pour diminuer le risque de tortuosité et le risque de fracs multiples
  - => vitesse élevée
  - => avec du gel



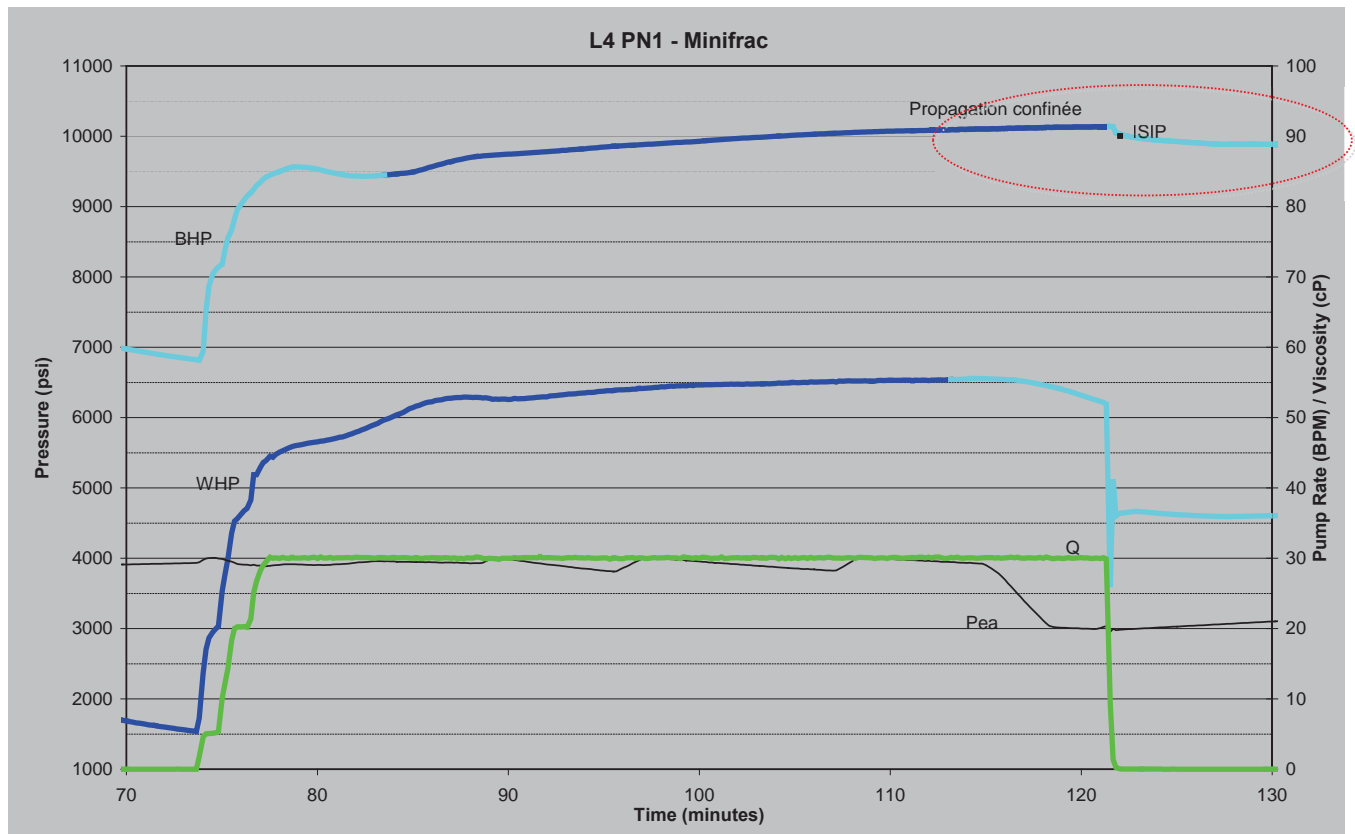
### ► 2) Minifrac

- C'est le **test de calibration**
- Le traitement de frac principal dépend des résultats de la minifrac
  - => gel réticulé
  - => vitesse et volume : résultats attendus pour le frac pad principal
- L'idéal est d'avoir :
  - - un relevé de la bottom hole pressure
  - + un log thermique pour évaluer la hauteur de la frac(au moins ~ 6 heures après l'arrêt des pompes)
- Concevoir un volume de minifrac pour obtenir une **géométrie** stable (temps d'injection ~5-20 min) et temps de fermeture court (<30 minutes)
- Utiliser un gel réticulé pour initier la fracture et minimiser la tortuosité
- Pomper le minifrac aux vitesses d'opération attendues en utilisant le fluide de traitement principal

## Minifrac (2)

- Surveiller la chute de pression après **la fermeture de la fracture** en analysant les données de chute de pression avec un graphique P vs. sqrt(temps) ou un G-function plot
- Construire la courbe de déclin en utilisant un simulateur de Frac pour répondre à l'efficacité du fluide, au temps de fermeture et à la chute de pression
- **Obtenir l'efficacité du fluide**
  - (30-60% du Design PAD pour le traitement principal; rester de préférence en mode de développement radial de la fracture)
- **Conclusion: Minifrac important pour déterminer :**
  - Pression de propagation de la fracture
  - Pression de fermeture et temps de fermeture
  - Géométrie de la fracture
  - Efficacité du fluide

## Minifrac (3)

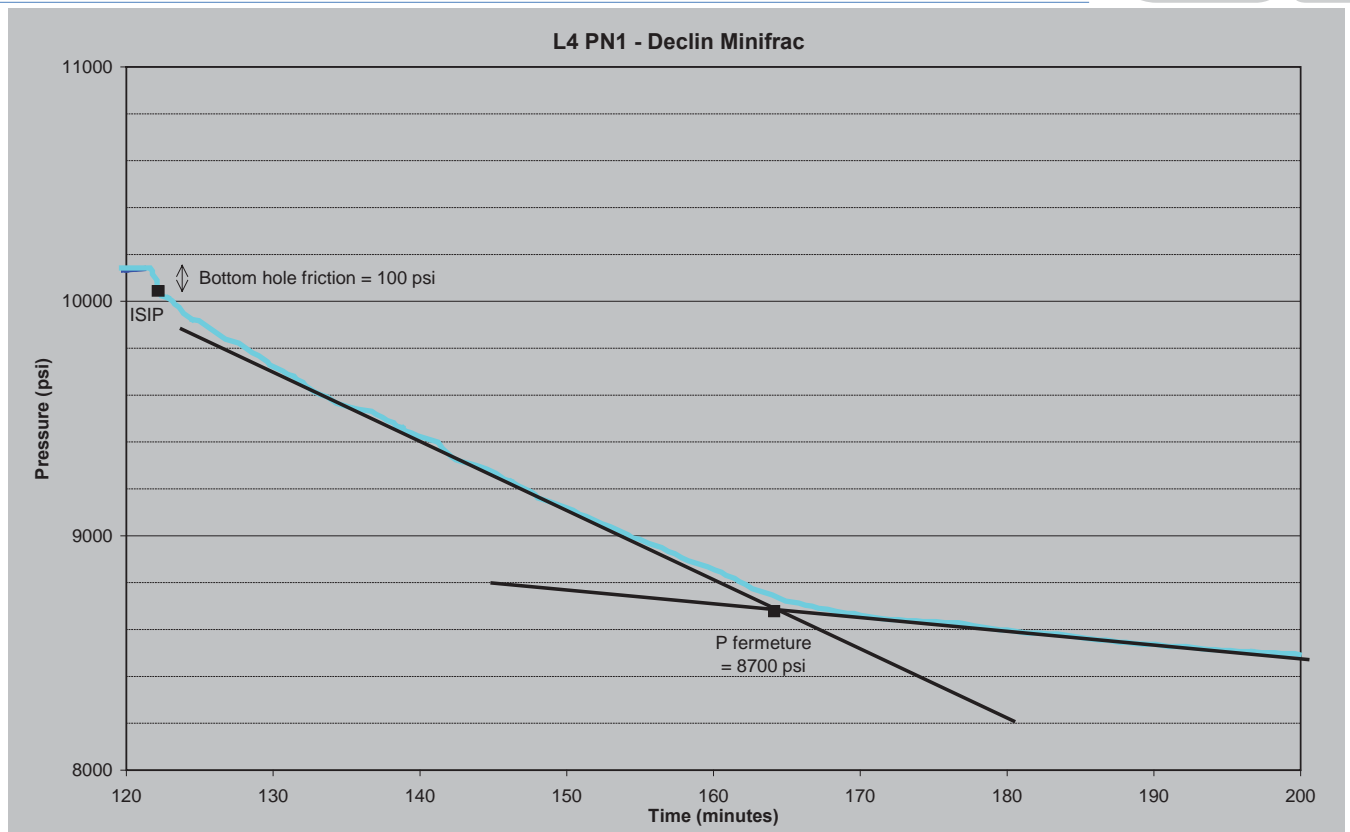


Traitement des réservoirs

IFP Training

76

## Minifrac (4)



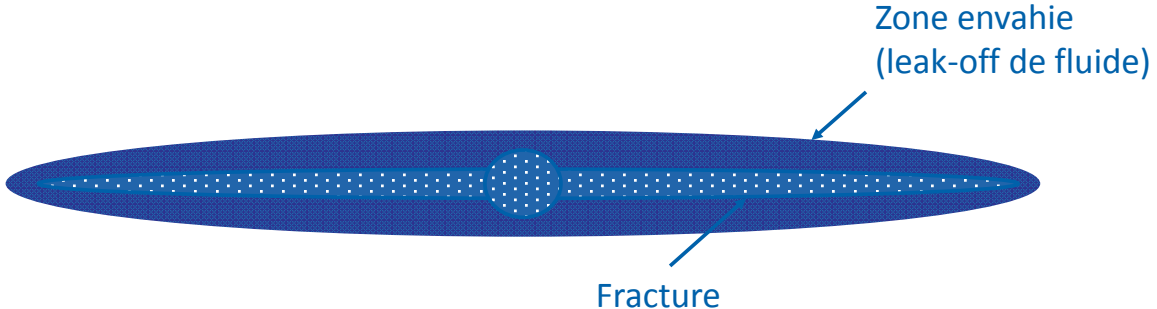
$$100\sqrt{\Delta t} \text{ ou } \sqrt{\frac{\Delta t}{t}} \text{ ou } G(\Delta t)$$

Traitement des réservoirs

IFP Training

77

## Minifrac (5)

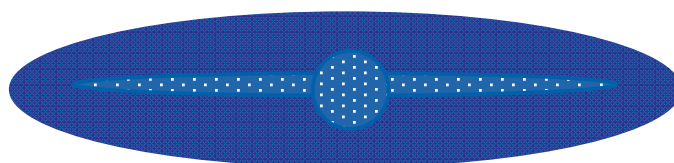
- Efficacité = 
$$\frac{\text{Volume pompé} - \text{Volume de perte}}{\text{Volume pompé}}$$
  - Efficacité = 
$$\frac{\text{Volume de fracture}}{\text{Volume pompé}}$$
- 
- The diagram illustrates a minifrac well. A central, circular fracture is shown, surrounded by a larger, elongated zone. This zone is labeled 'Zone envahie (leak-off de fluide)' with an arrow pointing to it. The fracture itself is labeled 'Fracture' with an arrow pointing to it. The entire system is depicted within a dark blue oval representing the wellbore.

## Minifrac (5 bis)

- Peu de pertes de fluide : Efficacité Élevée



- Fortes pertes de fluide: Efficacité faible



Zone envahie  
(leak-off de fluide)

Petite fracture, colmatage possible  
avec du sable (screen-out)

### ► Le minifrac permet de mesurer :

- Les pertes de charge du gel dans le tubing
- La pression de propagation et son comportement pour confirmer l'un des scénarios de contrainte
- La pression de fermeture i.e. la contrainte en place
- Le leak-off de gel



**Le programme principal de frac peut être modifié après l'analyse par minifrac**

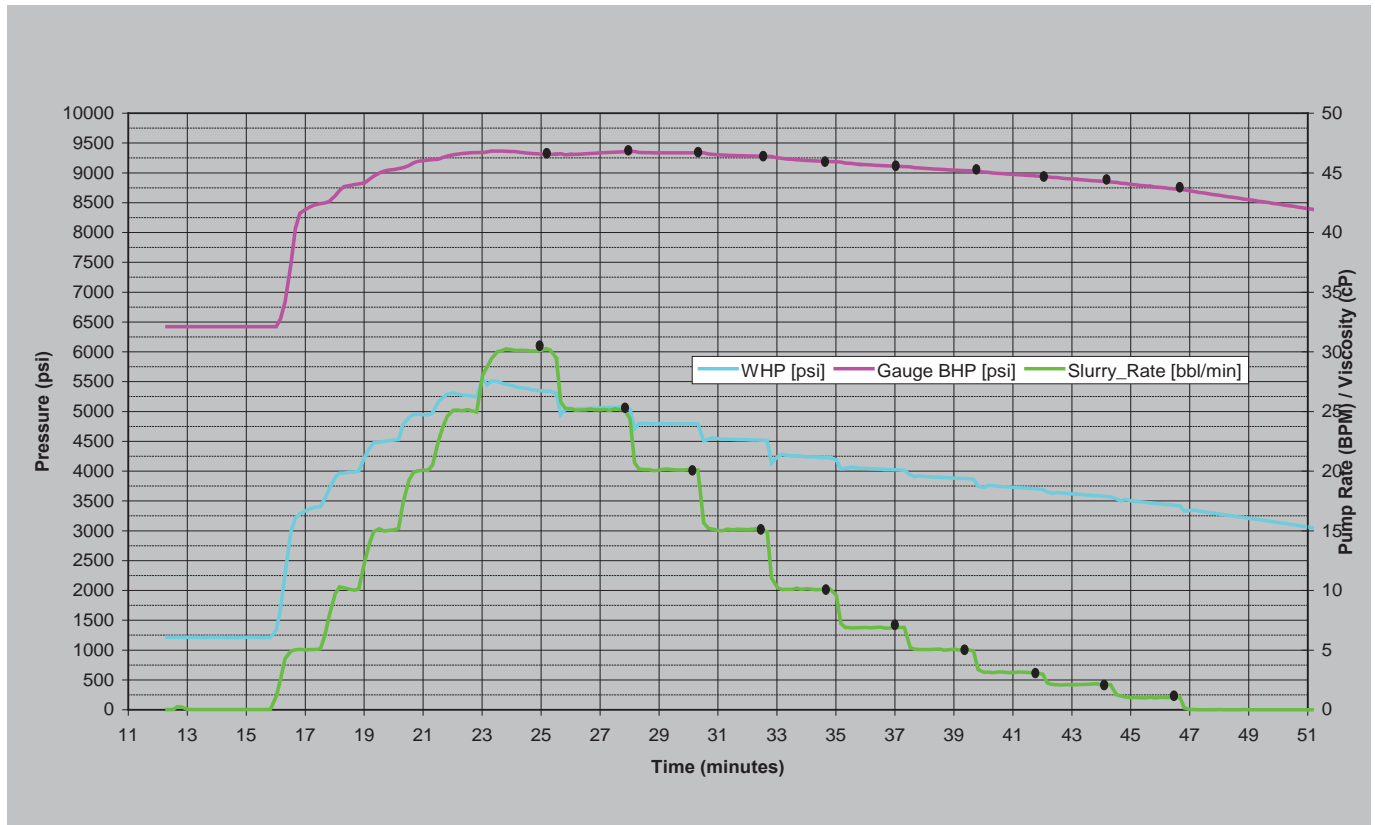
## Step tests (1)

### ► 3) Step Tests

- Effectuer un **step- up test** (step rate test – SRT)
  - Pour réduire l'incertitude de l'interprétation de la minifrac
  - Pour mesurer la pression de réouverture de la frac
  - À effectuer à étapes de durée constante avec le capteur fonds de puits
- Effectuer un **step down test** (SDT)
  - Diminuer progressivement la vitesse avant la fermeture
    - Ex: Minifrac effectuée à 20 bpm réduire la vitesse pendant 15 sec à 18 bpm, 15, 12, 10, 5 et 0 – si les pertes de circulation sont négligeables
  - Plot Q vs (BHP - ISIP) / Log-log plot
  - Déterminer les pertes de charges aux abords du puits



## Step tests (2)



## Step tests (4)

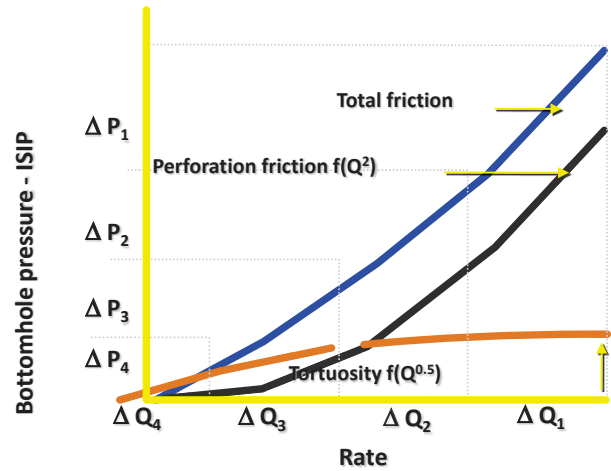
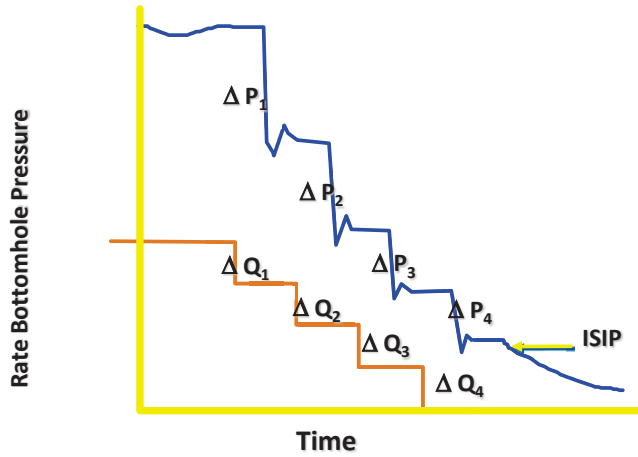
### ► Step down test

- Effectué avec le gel linéaire du fluide de déplacement
- Déterminer **Ce qui influence les pertes de charge aux abords du puits** en utilisant l'équation suivante :
  - $P = CQ^n$
  - $P$  = Chute de pression, psi
  - $C$  = Constant
  - $Q$  = Vitesse d'Injection
  - $n = 0.5-1$  pour la Tortuosité
  - $n = 2.0$  pour les pertes de charges en Perforation

## Step tests (5)

### Perforation Friction Dominated Regime

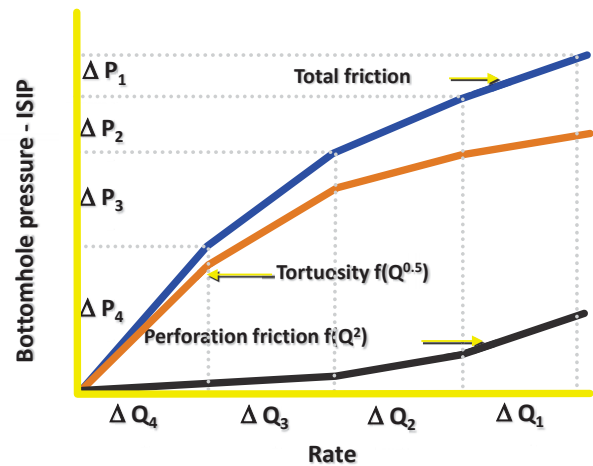
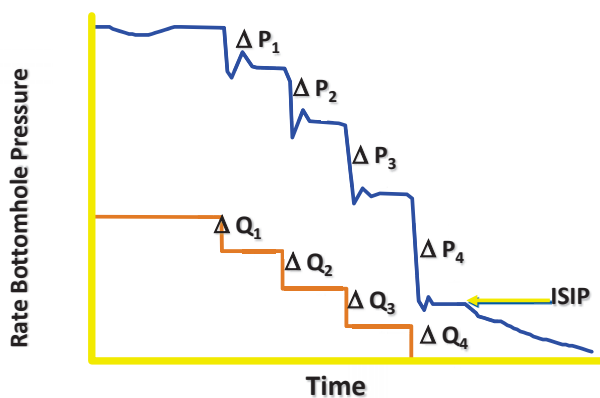
SOLUTIONS  $\Rightarrow$  Acidize, Perfballs, Re-Perforate



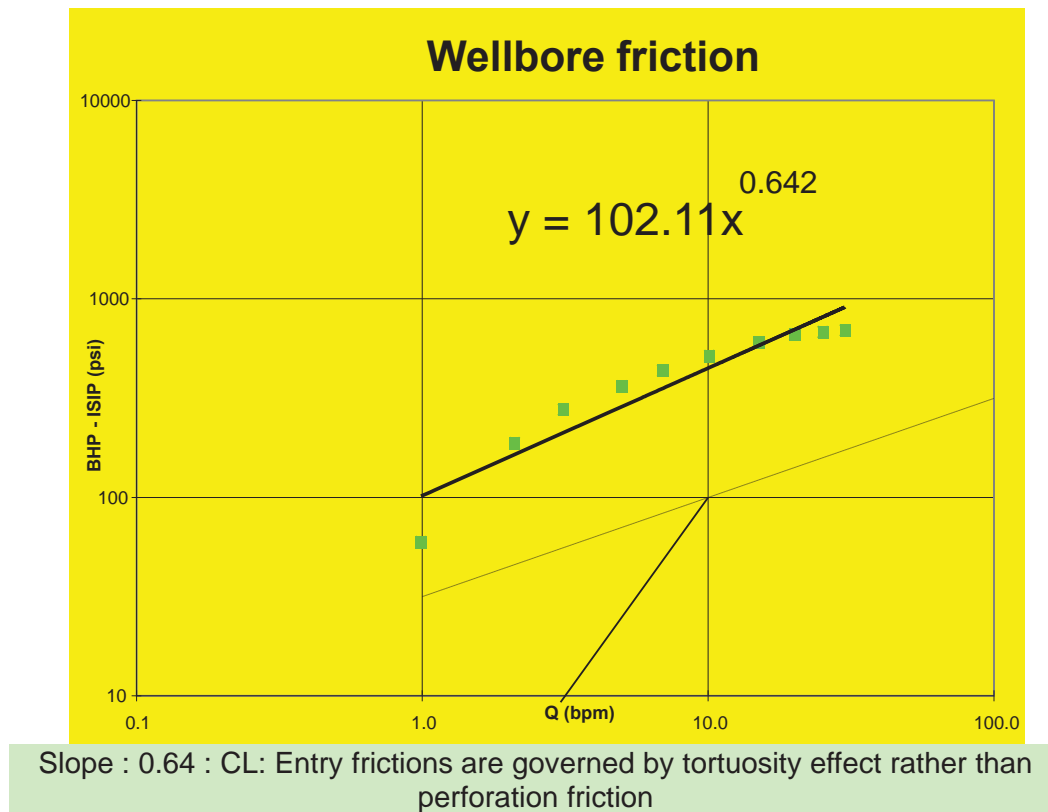
## Step tests (6)

### Tortuosity Dominated Regime

SOLUTIONS  $\Rightarrow$  Sand Slug erosion and/or High Visc. Fluids



## Step tests (7)



Perf friction :  $n=2$       tortuosity :  $n=0.5$

## Diagnostic pumping output (1)

- ▶ À mesure que le fluide est pompé dans la fracture, une partie se perdra dans la Formation, à travers les faces de la fracture
- ▶ Le Volume de Fracture est le volume total pompé, moins le volume de Leakoff
- ▶ Agents de contrôle de filtrat utilisés pour deux raisons principales
  - Pour diminuer une vitesse de leakoff de la matrice très élevée
  - Pour éviter les pertes de circulation dans les fractures naturelles
- ▶ Réducteurs de perte de charge
  - Ils diminuent la pression de traitement de surface et réduisent les besoin en puissance (HHP)
  - La plupart sont des polyacrylamides dans des supports émulsifiés conçus pour intervenir et hydrater rapidement

## Diagnostic pumping output (2)

### ► Minifrac

- Efficacité du fluide (vous déterminerez le leak off du fluide)
- Contrainte de la formation

### ► Step – Up test

- Vitesse et pression de rupture de la formation
- Première estimation de la contrainte min de la formation = pression de fermeture

### ► Step – down test

- Tortuosité
- Conditions de perforation

### ► En utilisant un logiciel de frac vous

- Ferez correspondre la bottom hole pressure (prévision vs observation)
- Pourrez prédire le comportement de la pression pour le traitement principal

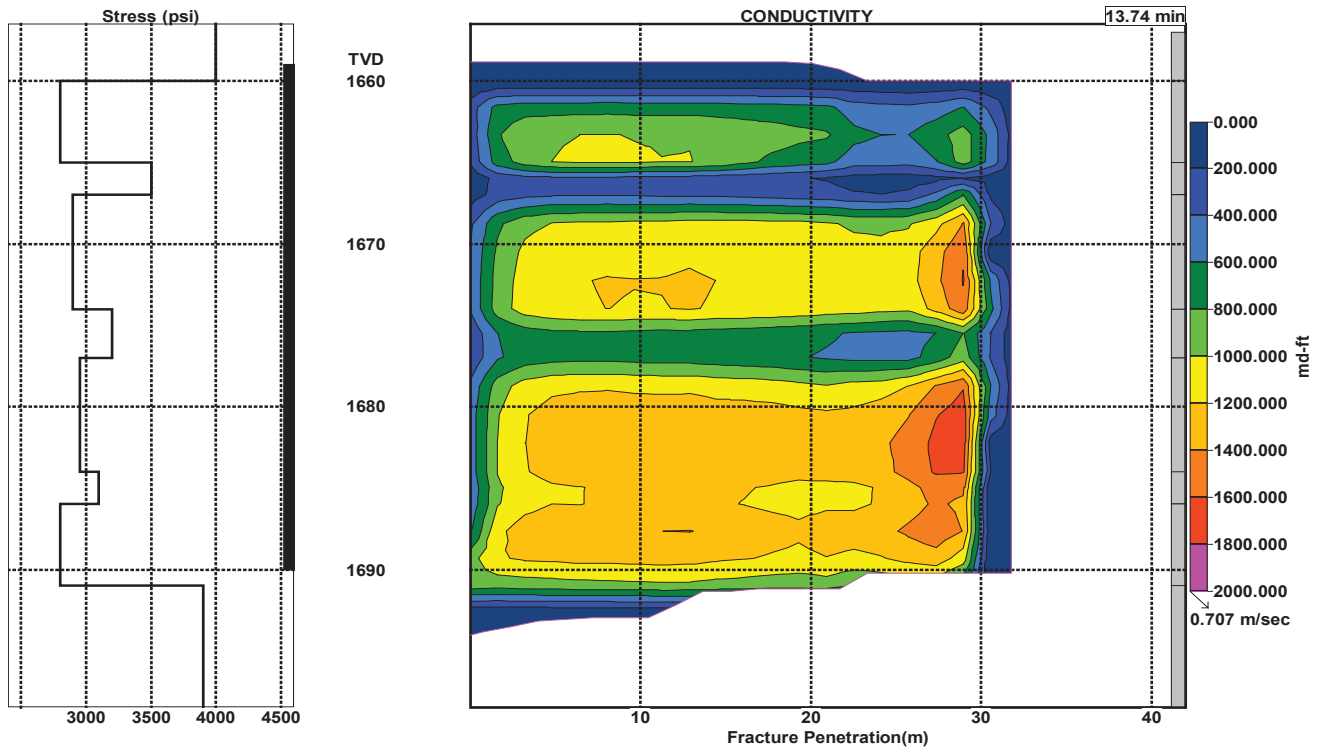
## Diagnostic pumping output (3)

### Les simulateurs pseudo 3D

### ► 4 principaux simulateurs sur le marché

- FracCADE (from Schlumberger)
- Frack Pro (from M. Cleary)
- Stimplan (from M. Smith)
- Mfrac (from Meyer)

## Exemple de résultat avec stimplan



## Frac principale (1)

### ► Le programme de frac principale est modifié selon les résultats des étapes précédentes

- Le PAD, qui crée la frac, est choisi en fonction du leakoff
- La courbe du proppant est adaptée à la géométrie attendue de la frac

## Frac principale (2) conception du traitement principal

- S'assurer que la réponse de la pression du Minifrac correspond à la réponse de pression simulée sur la modélisation

- **Courbe du proppant**

- Elle dépend complètement du réservoir
  - Formation peu perméable: effectuer de longues étapes à 1, 2, 3 ppg  
Concentration de proppant max : Jusqu'à 8 ppg
  - Formation à forte perméabilité: programme agressif  
(TSO) concentration de proppant max : jusqu'à 12 ppg

- **Volume de proppant**

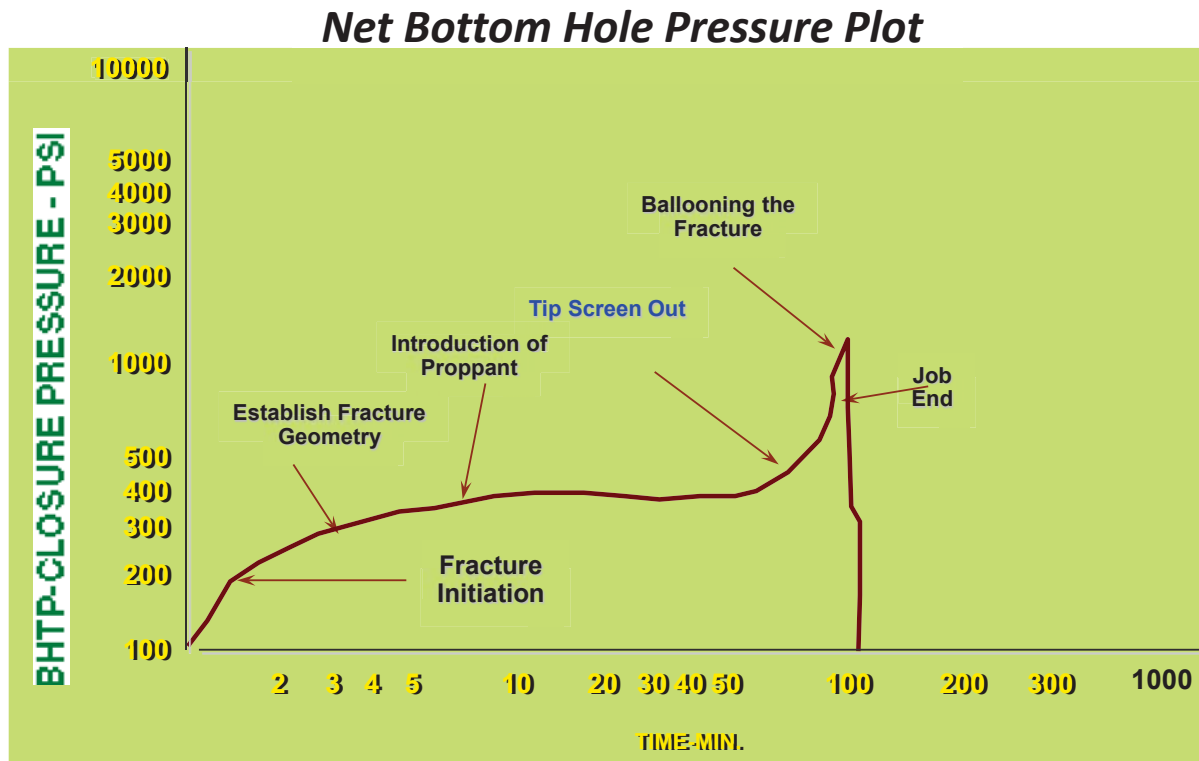
- Quelle longueur visez-vous?

## Frac principale (3)

Stage	Fluid	clean volume	slurry volume	Rate	time (min)
<b>PAD</b>	<b>45# X_link</b>	<b>80 000 gal</b> <b>= 303 m3</b>	<b>80000 gal</b>	<b>30 BPM</b>	<b>63.49</b>
<b>1 PPA</b> <b>20/40</b>	<b>40# X_link</b>	<b>18000 gal</b> <b>= 68 m3</b>	<b>18618 gal</b>	<b>30 BPM</b>	<b>14.78</b>
<b>2 PPA</b> <b>20/40</b>	<b>40# X_link</b>	<b>18000 gal</b> <b>= 68 m3</b>	<b>19236 gal</b>	<b>30 BPM</b>	<b>15.28</b>
<b>3 PPA</b> <b>20/40</b>	<b>40# X_link</b>	<b>18000 gal</b> <b>= 68 m3</b>	<b>19854 gal</b>	<b>30 BPM</b>	<b>15.77</b>
<b>4 PPA</b> <b>20/40</b>	<b>40# X_link</b>	<b>18000 gal</b> <b>= 68 m3</b>	<b>20471 gal</b>	<b>30 BPM</b>	<b>16.27</b>
<b>5 PPA</b> <b>20/40</b>	<b>40# X_link</b>	<b>13000 gal</b> <b>= 49 m3</b>	<b>15231 gal</b>	<b>30 BPM</b>	<b>13.97</b>
<b>5 PPA</b> <b>16/30</b>	<b>40# X_link</b>	<b>8 400 gal</b> <b>= 32. m3</b>	<b>9842 gal</b>	<b>30 BPM</b>	<b>5.40</b>
<b>FLUSH</b>	<b>linear gel</b>	<b>10 175 gal</b> <b>- 235 gal</b>	<b>9940 gal</b>	<b>30 BPM</b>	<b>7.89</b>
<b>total</b>		<b>694 m3</b>	<b>732 m3</b>		<b>153 min</b>

Total proppant pumped main frac :	256 712 20/40 SBC NORTON HSP
	42 378 18/30 SBC NORTON HSP
Total proppant in formation :	302779 lbs from main frac + proppant slug

## Frac principale (4): case of tip screen out



## Frac principale (5)

Pompage du traitement principal : les erreurs habituelles qui coûtent cher

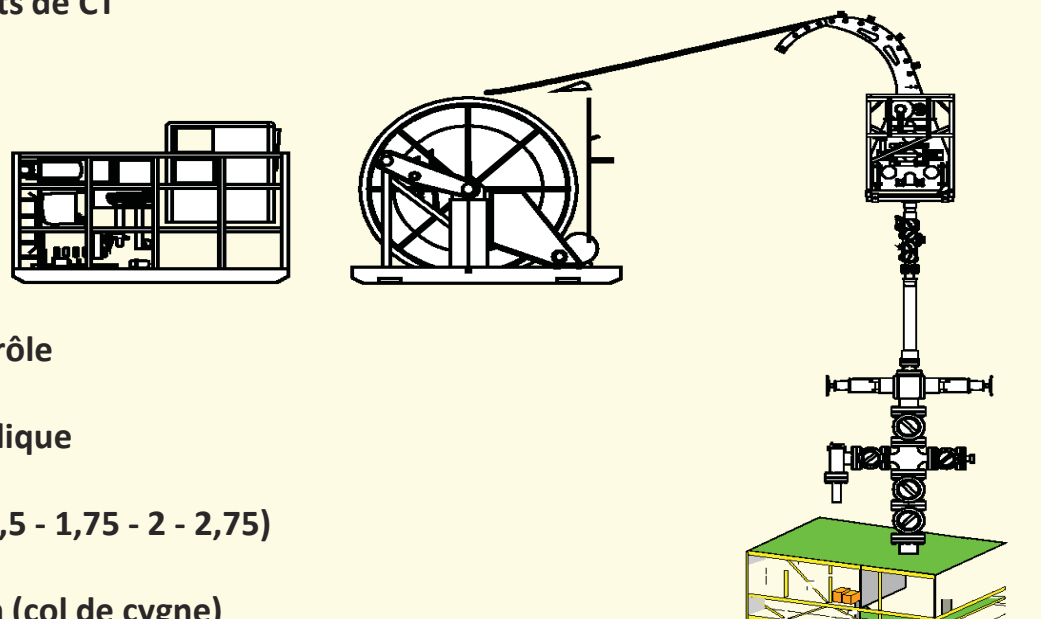
- ▶ Déconnecter le packer de fonds de puits
- ▶ Mauvaise analyse de la BHP
- ▶ Volume de déplacement erroné : sur déplacement, aucune connexion entre la fracture et le puits
- ▶ Additifs mal ajoutés (que se passe-t-il si vous oubliez le breaker)
- ▶ Fluide ne correspondant pas aux specs
- ▶ Mauvais proppant pompé



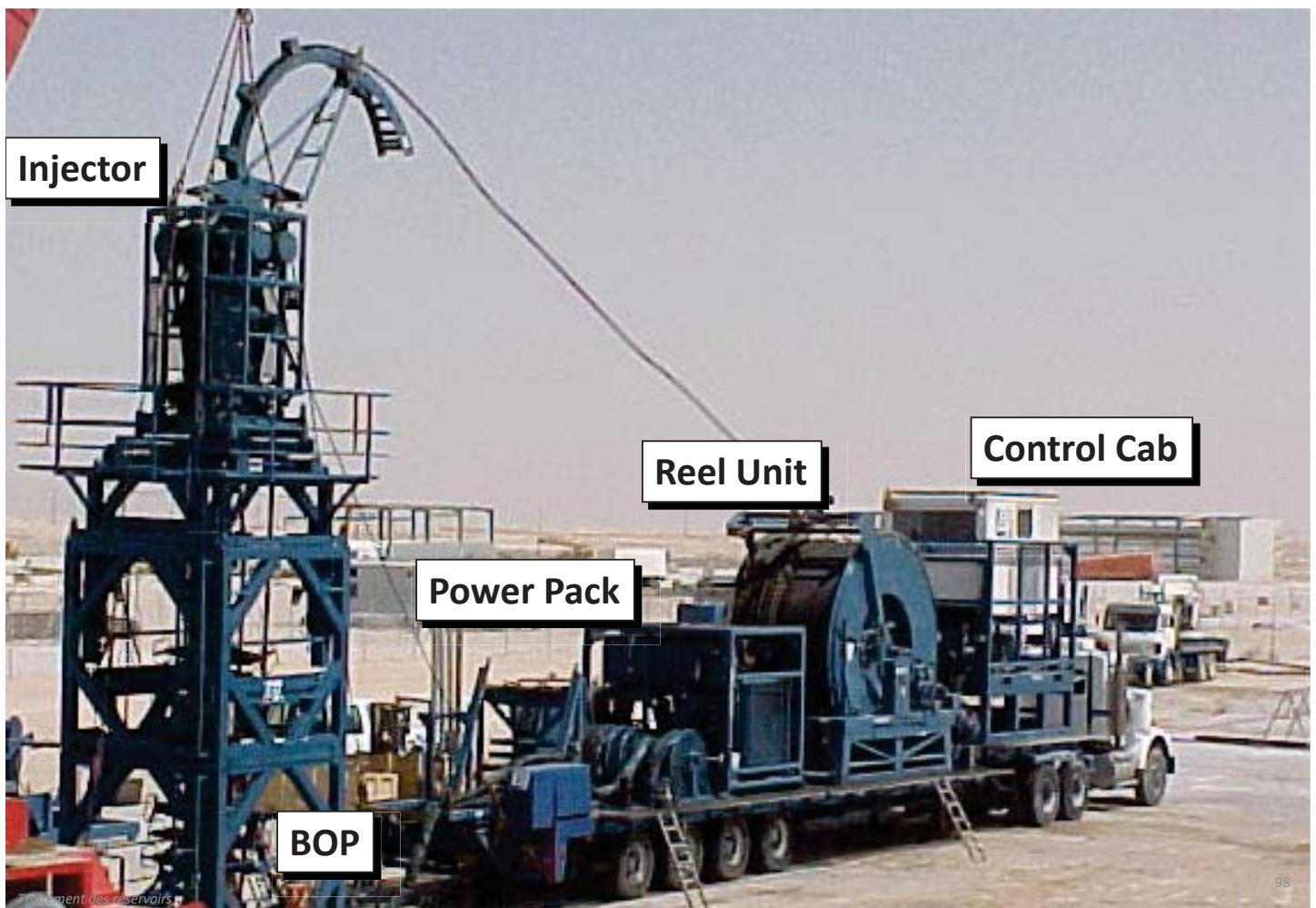
- ▶ Allez-vous effectuer une fermeture forcée (Commencer à dégorgier le puits avant la fermeture de la fracture) ?
  - Oui, dans une formation à perméabilité élevée
  - Non, si vous utilisez un RCP (resin coated proppant)
- ▶ Si vous utilisez un RCP, attendez au moins quelques heures (3 - 6 hr)
- ▶ Si vous devez nettoyer le puits, assurez vous que la procédure de CT est prête

## CT et nettoyage du proppant (1)

### ▶ Les équipements de CT



- ▶ Cabine de contrôle
- ▶ Groupe hydraulique
- ▶ Touret (1,25 - 1,5 - 1,75 - 2 - 2,75)
- ▶ Tête d'injection (col de cygne)
- ▶ BOP (Combi ou quad)



## CT et nettoyage du proppant (3)

### CT En conclusion

- ▶ Lorsque l'on prévoit une opération de fracturation, il est important de prévoir comment effectuer le nettoyage du proppant
- ▶ RIH avec un CT n'est pas aussi facile que cela en a l'air

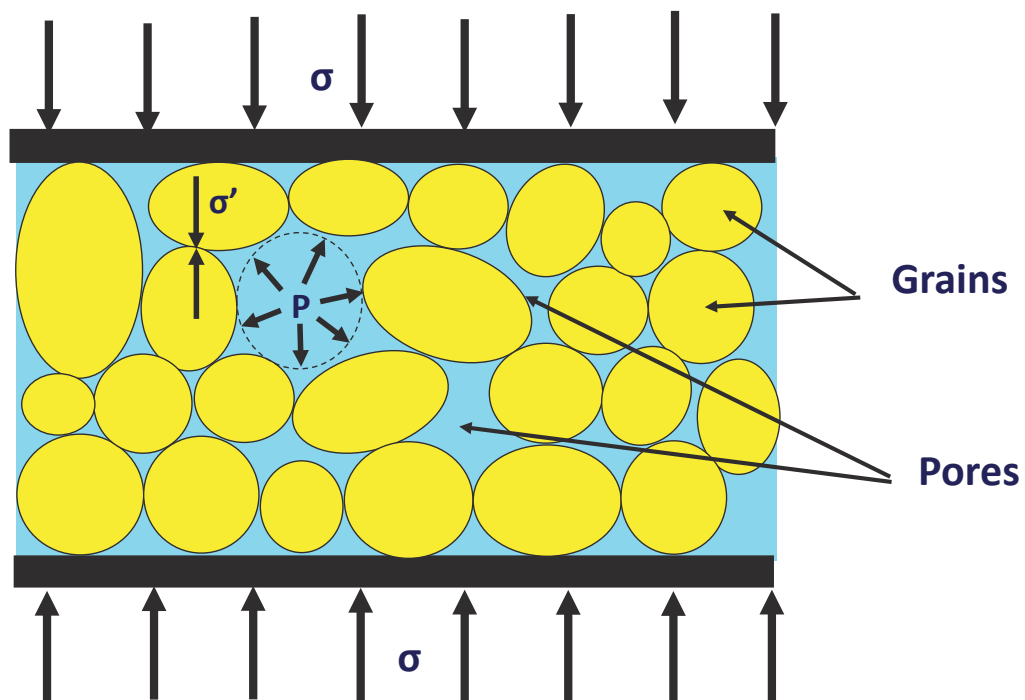
- ▶ Il est très cher de fracturer un puits: jusqu'à 1.000.000 \$
- ▶ La connexion des abords du puits avec la fracture est essentielle pour la productivité
- ▶ Le dégorgement du proppant nuit gravement à la conductivité de la fracture et à la connectivité du puits
- ▶ Le dégorgement du proppant se produit tôt dans le processus, lorsque le pack n'est pas encore soumis à sa contrainte finale
- ▶ Un drawdown excessif au nettoyage peut détruire le bénéfice de la fracturation

- Documentation de Support

- ▶ Une partie des contraintes appliquées sur la roche est exercée par la pression de pore,
- ▶ La partie des contraintes exercée par la matrice s'appelle la contrainte efficace,
- ▶ La relation entre la contrainte totale  $\sigma$ , la contrainte efficace  $\sigma'$  et la pression de pore  $P$  est :

$$\sigma' = \sigma - \alpha \cdot P$$

$\alpha$  est le coefficient de Biot ou coefficient de poroélasticité, il varie entre 0 et 1. Pour un réservoir d'huile  $\alpha \approx 0.7$ .



**La pression géostatique en un point du sous-sol = pression verticale exercée par les couches (eau et couches géologiques) au-dessus de ce point,**

**La pression géostatique en un point = contrainte verticale appliqué en ce point du sous-sol,**

**Dans de nombreux cas, la pression géostatique est la contrainte verticale totale principale.**

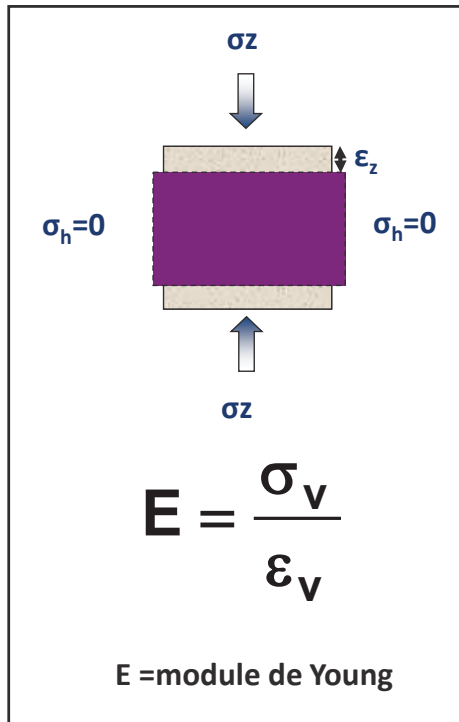
**On peut calculer la pression géostatique à partir :**

- D'un log de densité (mais souvent l'enregistrement du log ne commence pas au début du trou),

**On peut également l'évaluer à partir :**

- Des logs de porosité (neutron, sonic), de la sismique:
  - Lorsque l'on connaît le type et la porosité de la roche, on peut obtenir la densité,
- Données géologiques locales.

**Lorsque l'on connaît la densité et l'épaisseur des formations, le calcul de la pression géostatique se résume à un calcul de pression hydrostatique.**



Le module de Young est exprimé en unité de contrainte (Pa, bar, psi, ..).

Il est d'environ :

100 GPa pour les minéraux (200 GPa pour l'acier),

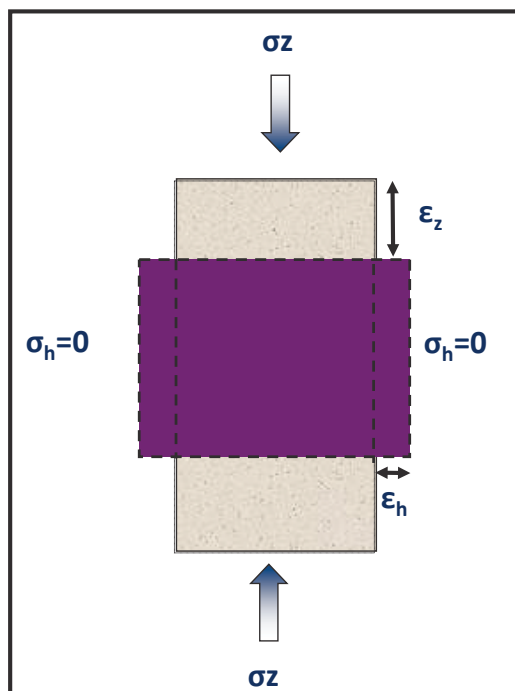
Entre 10 et 50 GPa pour les roches très dures,

Environ 5 GPa pour les roches tendres,

Entre 0.5 et 1 GPa pour les roches très tendres, faiblement cimentées,

Entre 10 et 100 MPa pour les sols.

## Coefficient de Poisson

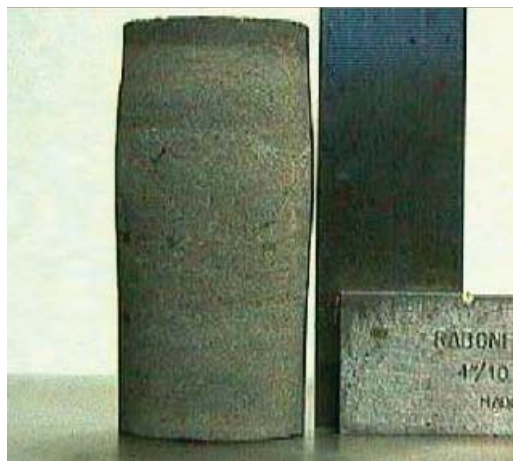


Le coefficient de Poisson est la relation

$$\nu = \epsilon_h / \epsilon_z.$$

Il est toujours inférieur à 0.5.

Pour les roches,  $\nu = 0.25$ .





Type de roche	Module de Young	Module d'élasticité (GPa)	Coefficient de compressibilité
Grains solides	100 GPa	66 GPa	$1.5 \cdot 10^{-5} \text{ MPa}^{-1}$
Roches très dures	10 à 50 GPa	6 à 33 GPa	$7 \text{ à } 15 \cdot 10^{-5} \text{ MPa}^{-1}$
Roches tendres à dures	5 GPa	3.3 GPa	$30 \text{ à } 45 \cdot 10^{-5} \text{ MPa}^{-1}$
Roches très tendres (sols)	0.5 à 1 GPa	0.6 à 3.3 GPa	$150 \text{ à } 300 \cdot 10^{-5} \text{ MPa}^{-1}$




# CONTRÔLE DES SABLES



## SOMMAIRE DE LA PRÉSENTATION

- ▶ Qu'est ce que le contrôle des sables ?
- ▶ Prédiction des venues de sable
- ▶ Analyse des sables
- ▶ Techniques de contrôle des sables en trou tubé
- ▶ Techniques de contrôle des sables dans le découvert
- ▶ Équipements de complétion de contrôle des sables
- ▶ Opérations de contrôle des sables



Qu'est-ce-que le  
contrôle des  
sables?

## Quelles sont les conséquences de la production de sable ?

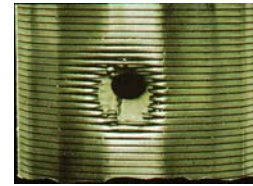
### ► Au fonds du puits

- Remplissage du puits
- Endommagement de la connexion entre le puits et le réservoir
- Problèmes d'équipements à cause du remplissage par le sable
- Érosion et corrosion



### ► En surface

- Endommagement des instruments de surface
- Érosion et corrosion
- Sables dans les lignes et les capacités de surface
- Élimination du sable (plateforme automatique, problèmes environnementaux)



**Production suspendue**

**Workover / Nettoyage**

## Prédiction de venue de sables



## Par quoi la production de sable est-elle engendrée ?

### ► Formations non-consolidées

- Peu de cohésion
- Matériaux de cimentation sensibles aux fluides
- Contraintes en place
- Traitement du puits inapproprié (mauvaise stimulation à l'acide)

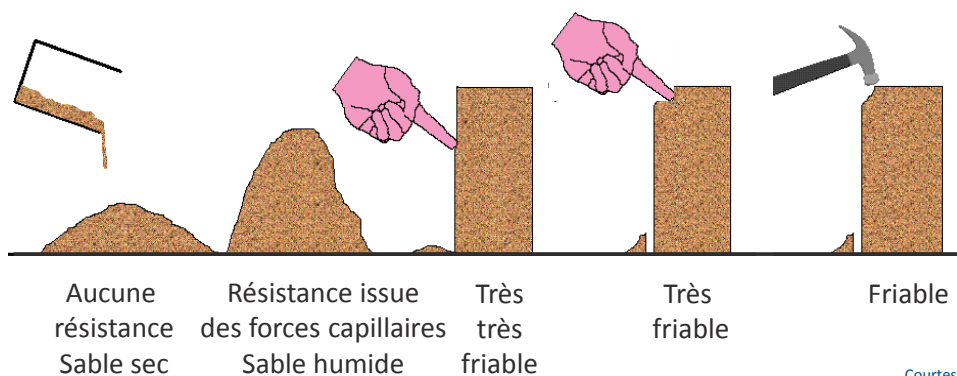
### ► Contraintes modifiées aux abords du puits

- Concentration des contraintes à cause du forage
- Drawdown excessif
- Baisse de la pression de gisement (depletion)
- Production de fluides à viscosité élevée

### ► Mobilisation des sables

- Forces capillaires (passage d'eau)
- Fluides visqueux
- Taux de production élevés

## Résistance du sable

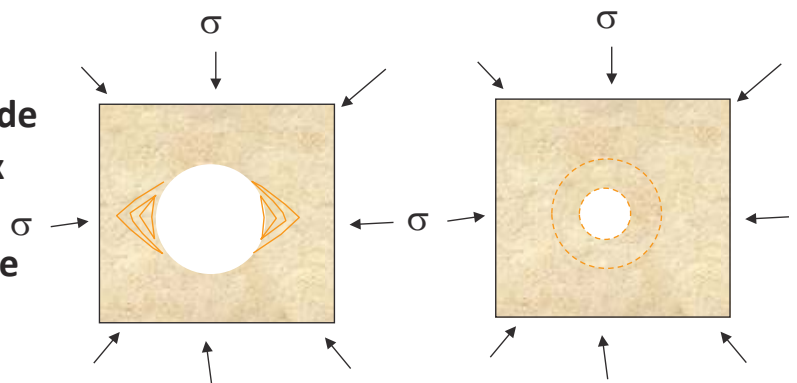


Courtesy Schlumberger

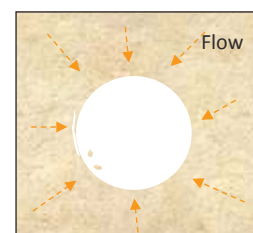
Terme	BHN	Remarques
■ Non consolidée	< 2	Pas de cohésion (ciment)
■ Partiellement	2 - 5	S'écrase avec les doigts
■ Friable	5 - 10	S'écrase en la frottant
■ Consolidée	10 - 30	S'écrase avec des forceps
■ Dure	> 30	Ne peut pas être écrasée avec des forceps
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Moyennement dure 30 – 50</li> <li>• Dure 50 - 125</li> <li>• Très dure &gt; 125</li> </ul>		<p>BNH – Indice de Dureté Brinell</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▶ Acier moyen 120</li> <li>▶ Acier trempé 1500</li> <li>▶ Bois 1,60</li> </ul>

## Sable : deux types de rupture

**Cisaillement :** la concentration de la contrainte de compression aux abords du puits ou de la perforation engendre une rupture en cisaillement

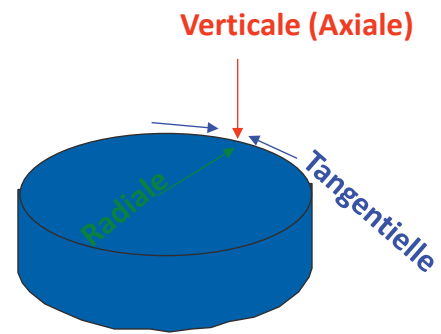


**Traction:** la force du débit seule arrache des morceaux et des grains à la surface du puits (la contrainte radiale devient contrainte de traction à cause du débit, et elle dépasse la résistance à la traction de la roche, créant une fissure parallèle à la paroi du trou)



### Principales contraintes sur le puits

1. **Radiale**: pression exercée par le fluide de forage
2. **Axiale**: Pression géostatique pour un puits vertical. Indépendante du poids de la boue
3. **Tangentielle** : Agit autour de la circonférence du puits. Dépend fortement de la pression radiale; elle diminue avec une pression du puits croissante



**Contrainte Verticale=Constante**

**Pression Radiale :  $\sigma_r = P_w$**

**Contrainte Tangentielle :  $\sigma_\theta = 2 \sigma_a - P_w$**   
 $\sigma_a$  = contrainte en place (si isotrope)

### Stabilité du trou/cavité : pendant le forage

**Pression radiale < Contrainte tangentielle**

**Risque d'effondrement du puits (rupture par cisaillement)**

**Pression radiale = Contrainte tangentielle**

**Pas de contrainte anormale**

**Pression radiale >> Contrainte tangentielle**

**Risque de fracturation du puits**

### Contraintes :

Contrainte isotrope :  $\sigma_a$

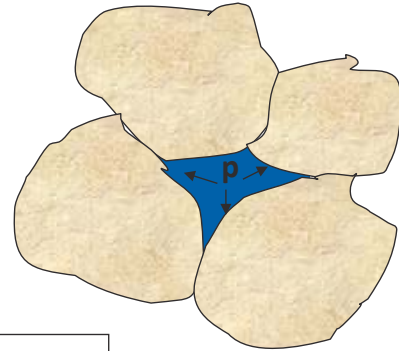
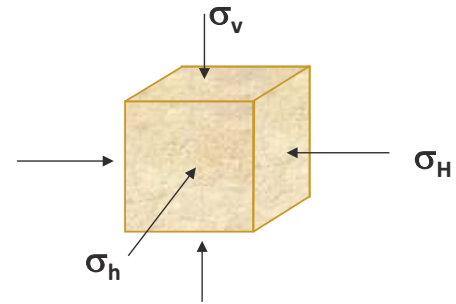
Contrainte non isotrope :  $\sigma_v, \sigma_h, \sigma_H$

La pression de pore ,  $p$ , libère une partie de la contrainte en place :

Contrainte de la roche = contrainte en place –  $p$

À mesure que le drawdown augmente, la pression du puits diminue et la contrainte tangentielle augmente.

À mesure que le déclin augmente, la contrainte sur la roche augmente.



$$\text{Contrainte tangentielle : } \sigma_{\theta} = 2 \sigma_a - P_w$$

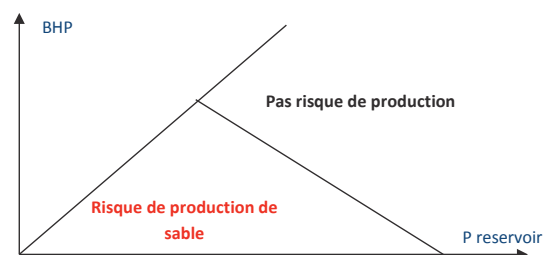
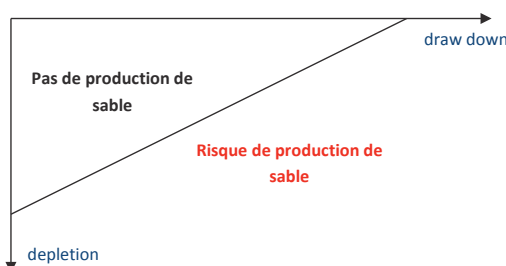
## Méthode de prédiction des sables

### ► Déterminer les conditions du début de la production de sable en fonction des :

- Propriétés de la formation (contrainte, caractéristiques de la roche)
- Conditions d'opération (drawdown, depletion du réservoir)

### ► Résultat

- Un diagramme indiquant le risque de production de sable en fonction des conditions d'opération



**10 bar (~150psi) drawdown peut suffire à démarrer une production de sable dans des grès non consolidés**

### ► Expérience dans la zone

- Analogie – Données de production des puits voisins
- Connaissance des contraintes en place

### ► Données de forage

- Leak off test
- Évaluation sur échantillons
- Drill StemTest / Flow Test
- Sand Failure Test
  - Perforation du sable friable
  - Production jusqu'à apparition de la production de sable

### ► Sand Strength Analysis (logging) Gray, sonic, porosité , neutron

### ► Modélisation par ordinateur (SAND3D)

### ► Limites:

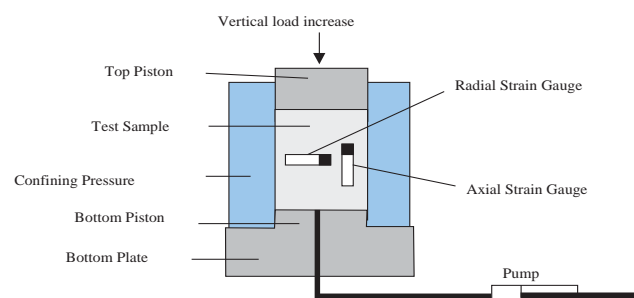
- Récupération partielle de l'échantillon (les sables les plus friables ne sont souvent pas récupérés )
- Variation des caractéristiques du réservoir
- Il est onéreux de tout échantillonner et analyser
- Pas de procédure de test de résistance définitif
- Méthode subjective nécessitant une expérience de la région
- Les fluides présents dans l'échantillon ont changé



- ▶ **Diffraction aux rayons X pour identifier:**
  - La minéralogie
  - Compatibilité des fluides
- ▶ **Résistance à la compression uniaxiale et à la compression triaxiale**
- ▶ **Cavity Failure Test: Hollow Cylinder**
- ▶ **Scratch Test**

## Résistance aux compressions uniaxiale et triaxiale

- ▶ **Essai uniaxial** : un morceau d'échantillon est placé dans une presse et il est comprimé jusqu'à ce qu'il casse. La valeur UCS (en psi) est la contrainte dans l'échantillon au moment de la rupture. La valeur UCS d'un sable friable se trouve habituellement en dessous de 1500psi.
- ▶ **Essai triaxial** : un échantillon de roche est soumis à une pression de confinement suivie d'une augmentation de la charge axiale jusqu'à rupture de l'échantillon. Des capteurs mesurent les déformations verticales et horizontales. Cet essai fournit les propriétés mécaniques telles que le module de Young, le coefficient de Poisson, l'angle de cohésion et de frottement.

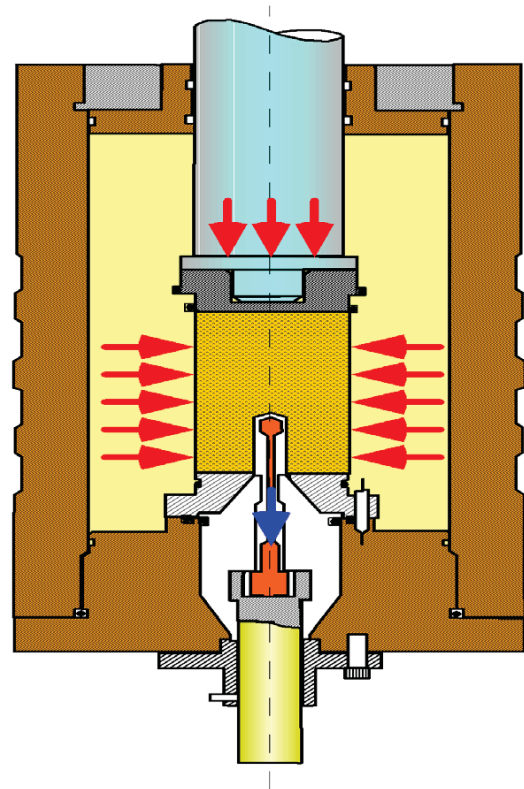


## Hollow Cylinder Test

Le test du cylindre creux simule la production de sable dans des conditions de contrainte et de géométrie contrôlées, et il est utilisé pour calibrer le modèle de production de sable.

Le test consiste en une carotte cylindrique (OD 50 mm ) ayant un trou intérieur le long de son axe (12.5 mm diam) soumis à une pression de confinement isotrope croissante jusqu'à ce que l'on observe une production de sable.

Un flux d'air continu à travers l'échantillon assure l'évacuation hors de la cellule des particules de sable générées par la rupture. Le sable produit est pesé pendant toute la durée du test.



## Hollow Cylinder Test: Prédiction de la production de sable

**IL Y A UN RISQUE DE PRODUCTION DE SABLE DÈS QU'IL Y A RUPTURE  
D'UNE SECTION PERFORÉE / DU DÉCOUVERT**

**EN CONSIDÉRANT LA PERFORATION COMME UN CYLINDRE CREUX, UNE RUPTURE SE PRODUIT  
LORSQUE :**

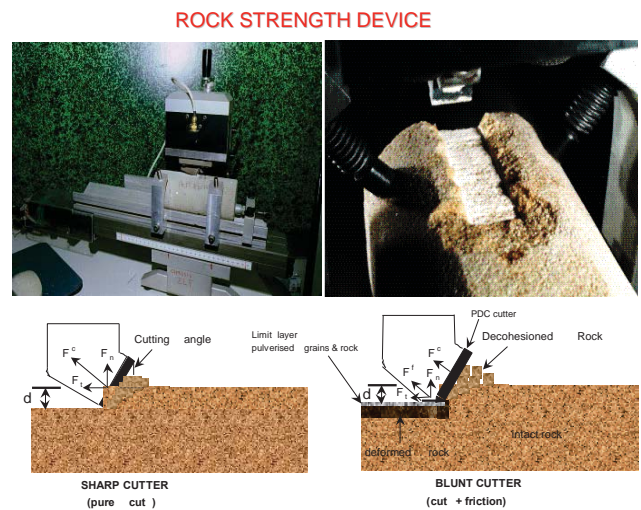
$$\sigma_{\text{FAR FIELD}} - (P_{\text{reservoir}} - \text{Drawdown}) \geq \text{HCS}$$

Où: HCS = Résistance du cylindre creux (Hollow Cylinder Strength)

$\sigma_{\text{FAR FIELD}}$  = Contrainte dominante autour de la perforation

## Rock Strength Device (RSD) ou Scratch test

- ▶ Le test de compression et celui du cylindre creux sont des tests discrets. Les caractéristiques de la roche peuvent varier le long du réservoir.
- ▶ Le Rock Strength Device (RSD) mesure la résistance mécanique de la roche sur un intervalle continu plutôt que sur des échantillons individuels. Le principe du test est de mesurer la force normale et la force tangentielle nécessaires pour effectuer une rainure d'une profondeur donnée dans un morceau de roche avec un diamant PDC. Les données obtenues doivent être corrélées avec des tests conventionnels.



## Prédiction des sable avec les diagraphies

- ▶ **Gamma ray log:** permet d'identifier les grès des argiles
- ▶ **Density log:** une intégration de la diagraphie de densité permet de calculer la contrainte verticale
- ▶ **Sonic log:** une diagraphie acoustique dipolaire donne la lenteur des ondes de compression et de cisaillement, d'où le module de Young et le coefficient de Poisson peuvent être extrapolés. Une calibration avec un test en laboratoire est nécessaire pour plus de précision
- ▶ **Sonic log:** peut être corrélé avec la résistance de la roche (calibration nécessaire)
- ▶ **Principe de base :**
  - Sonic  $< 90 \mu\text{s/ft}$  => pas de contrôle des sables nécessaire
  - Sonic  $> 120 \mu\text{s/ft}$  => contrôle des sables nécessaire

La production de sable nécessite :

► Une rupture de la roche et le transport du sable dans le puits

L'approche de la mécanique des roches permet de prédire la rupture de la roche mais :

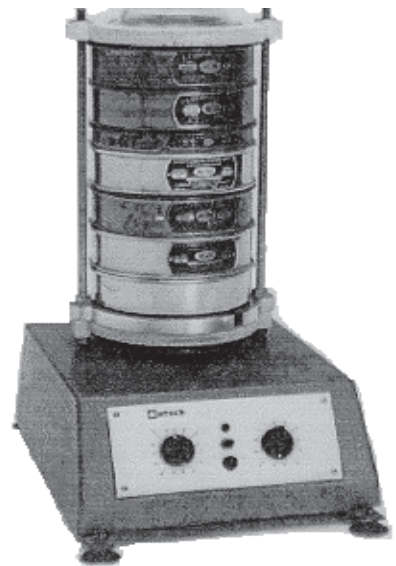
- Le transport du sable dépend des fluides, du débit, des forces capillaires Aucun outil de prédiction quantitative n'est disponible aujourd'hui, encore au stade de la R&D
- La production d'eau facilite la dissolution et augmente les forces capillaires



# Analyse des sables

### ► Analyse granulométrique

- Les analyses sont effectuées à travers une série de tamis. La quantité restant sur chaque tamis est reportée sur un graphique montrant le % du poids cumulé en fonction du diamètre des grains
- Le diamètre de grain équivalent dépend de la forme des grains.
- Les particules les plus fines ont tendance à s'agglomérer avec des particules plus grosses
- Le tamis le plus fin est de 44 microns

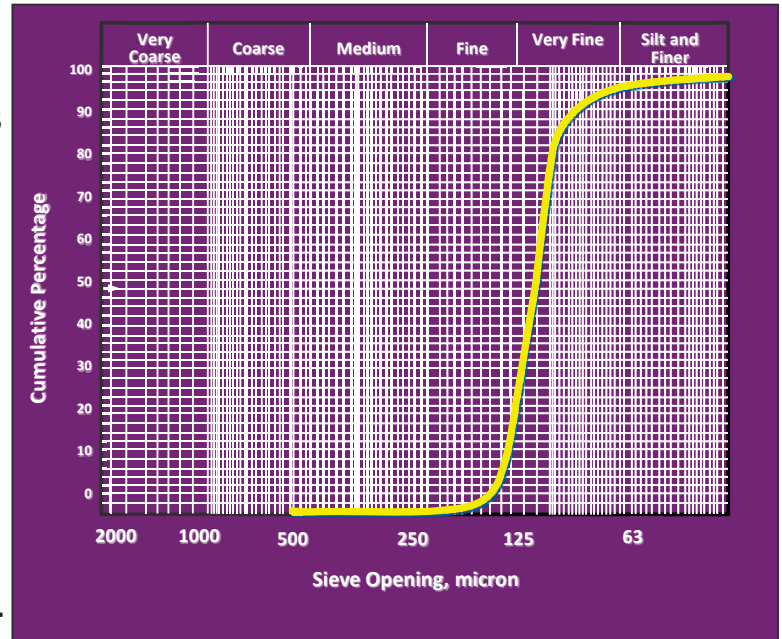


### ► Analyse laser de la taille des grains (Malvern)

- Le sable est transporté par l'eau en face d'un rayon laser. La lumière est diffractée par chaque particule. En mesurant la diffraction, l'appareil peut calculer le volume du grain
- La taille calculée du grain est le diamètre d'une sphère équivalente.
- Cet appareil permet de mesurer les grains de moins d'1 micron à 2000 microns
- L'appareil laser perçoit plus de particules fines qu'une analyse granulométrique

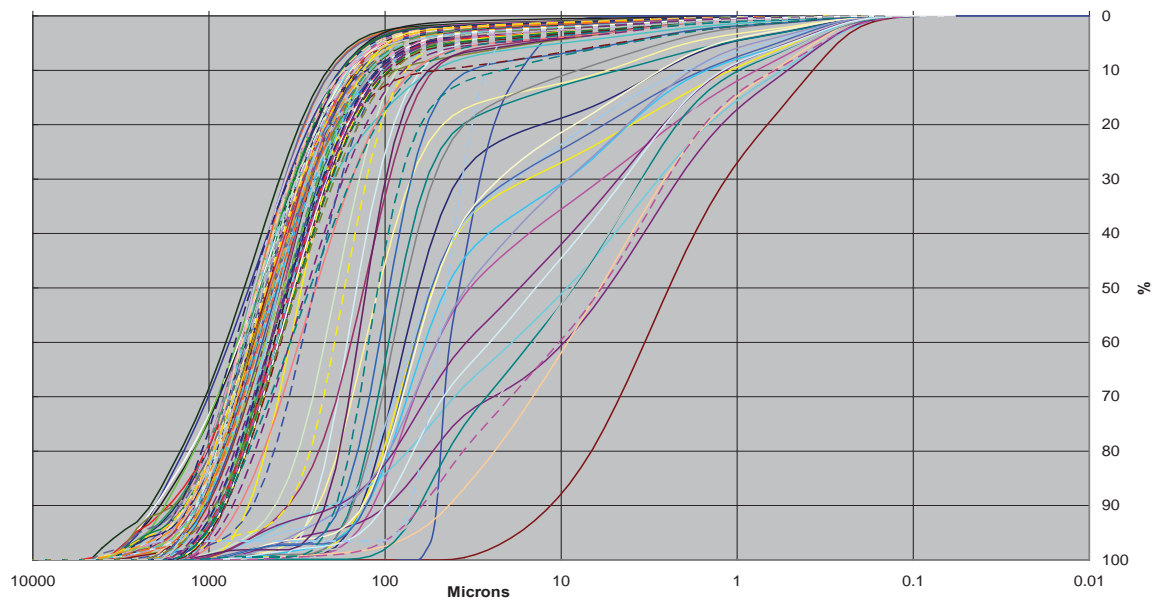
## Graphique d'analyse granulométrique

- ▶ Plusieurs points sont déterminés  $D_{50}$ ,  $D_{10}$ ,  $D_{40}$ ,  $D_{90}$ .
- ▶  $D_{90}$  représente la taille du tamis qui arrête 90% de l'échantillon
- ▶  $D_{50}$  est la taille moyenne du grain
- ▶  $C_u = D_{40}/D_{10}$ , représente l'uniformité du sable  
 $C_u < 3$  est un sable bien équilibré
- ▶ Les fines sont des particules  $< 44 \mu\text{m}$ . Un sable est considéré comme propre lorsque le % de fines est faible ( $< 2\%$ )



## Classification de la taille des sables

- ▶ Argiles : 0 à 5  $\mu\text{m}$
- ▶ Silts : 5 à 63  $\mu\text{m}$
- ▶ Sables très fins : 63 à 125  $\mu\text{m}$
- ▶ Sables fins : 125 à 250  $\mu\text{m}$
- ▶ Sables moyens : 250 à 500  $\mu\text{m}$
- ▶ Sables grossiers : 500 à 1000  $\mu\text{m}$
- ▶ Sables très grossiers : 1 à 2 mm
- ▶ Gravier :  $> 2 \text{ mm}$



Un échantillon par pied

## Sélection de l'échantillon

- ▶ **Il est important de sélectionner les échantillons les plus représentatifs, i.e. des échantillons avec de bonnes caractéristiques du réservoir. Cette sélection peut être fondée sur:**
  - La description du type de roche (échantillons ayant un bon "faciès")
  - Des mesure de perméabilité (échantillons au meilleur K)
  - % d'argile et de fines (échantillons ayant moins de ~10% d'argile ou ~20% de fines)
- ▶ **Les PSD des échantillons ne contribuant pas à la production d'huile ou de gaz ne sont pas retenus**
- ▶ **Le contrôle des sables est élaboré pour le sable le plus fin choisi**



# Techniques de contrôle des sables en trou tubé

## Techniques de Contrôle des Sables

Solutions en trou tubé	Solutions en découvert
<ul style="list-style-type: none"><li>- Pas de contrôle des sables (perforations sélectives)</li><li>- Gravel Pack:<ul style="list-style-type: none"><li>* Internal gravel pack</li><li>* HRWP: High Rate Water Pack</li><li>* F&amp;P: Frac Pack</li></ul></li><li>- Consolidation en place (résine)</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Stand Alone Screen</li><li>- Open Hole Gravel Pack</li><li>- Expandable screens</li></ul>
De préférence en puits verticaux ou déviés wells (< 60°)	De préférence en puits horizontaux

# Techniques de contrôle des sables en trou tubé :

- Pas de Contrôle des sables – Perforations sélectives

## Pas de contrôle des sables – perforations sélectives

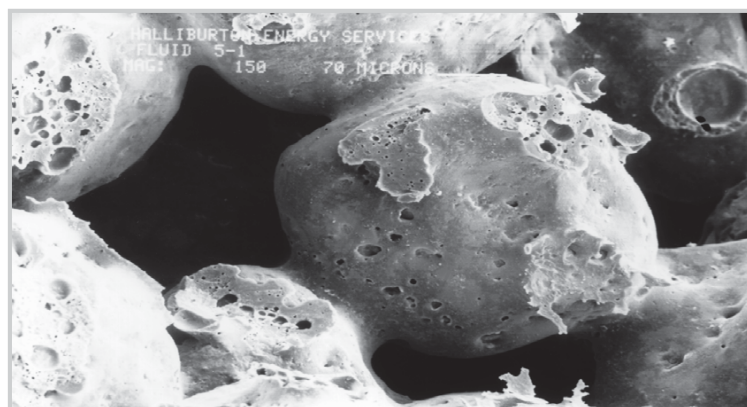
- ▶ Sélection des perforations en fonction du log électrique dérivé de la résistance de la roche
- ▶ Lorsque cela est utile, les perforations sont orientées dans la direction de la contrainte horizontale max
- ▶ Draw Down limité
- ▶ Lorsque le risque de production de sable est raisonnablement faible et acceptable
- ▶ Lorsque le coût de contrôle des sables est trop important
- ▶ Si la pression de gisement est supportée (pas de depletion)
- ▶ Pas de production d'eau attendue

# Techniques de contrôle des sables en trou tubé :

- Consolidation des sables de formation en place

## Définition de la consolidation des sables

- ▶ On pompe une résine liquide à travers les perforations et dans les espacements de pores du sable de formation.
- ▶ Le surplus de résine est éliminé en chassant la résine.
- ▶ La résine recouvre les grains de sable et durcit ensuite pour maintenir le sable en place, créant ainsi un lien artificiel.



- ▶ Intervalle court (~10 ft)
- ▶ Pas de production de sable antérieure
- ▶ Tendance à une production de sable limitée
- ▶ Perméabilité uniforme
- ▶ Partie supérieure de complétion multiple
- ▶ Pression de gisement élevée
- ▶ Bonne qualité de sable avec perméabilité verticale

## Avantages des résines / Inconvénients des résines

### Avantages

- ▶ Puits laissé sans obstruction après traitement
- ▶ Intervention légère (coiled tubing)
- ▶ Peut contrôler les sables fins

### Inconvénients

- ▶ Perméabilité de la formation diminuée (<15%)
- ▶ Opérations coûteuses
- ▶ Difficulté de mise en place
- ▶ Longueur d'application limitée
- ▶ Matériels dangereux
- ▶ Sensibles aux argiles (les fines particules nécessitent davantage de résine)

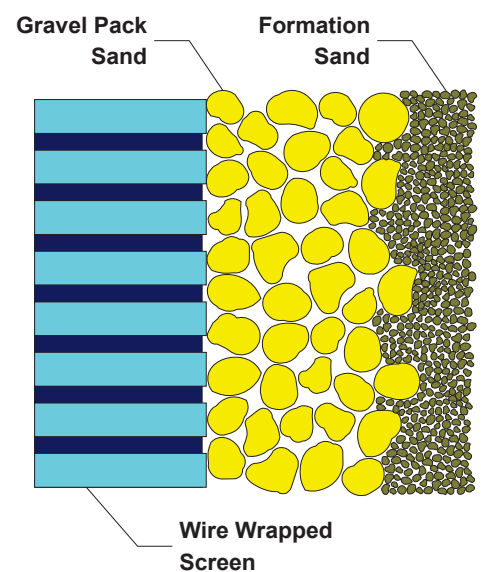


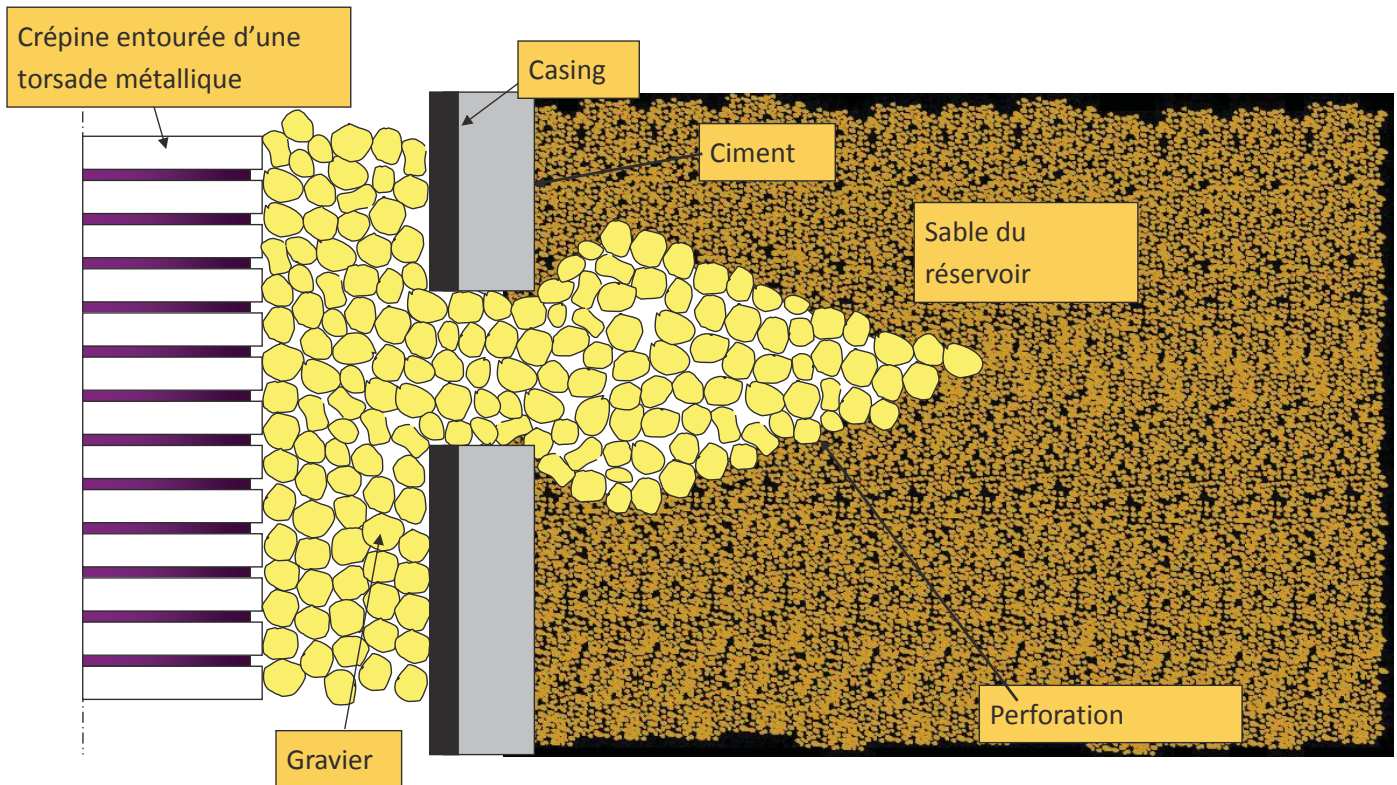
# Techniques de contrôle des sables en trou tubé :

- Gravel pack

## Principe du gravel pack - Gravel Pack dans le découvert

- ▶ Du gravier calibré est placé entre la formation et une crépine. Le gravier empêche tout mouvement du sable de la formation. On choisit sa taille pour éviter toute migration du sable dans le pack.
- ▶ La crépine maintient le gravier en place. On choisit sa taille pour qu'elle retienne le gravier, pas le sable de la formation.
- ▶ Un gravel pack peut être mis en place dans un casing perforé ou dans le découvert.
- ▶ Le fluide de Gravel Pack transporte le gravier au fonds du puits. Il doit avoir de bonnes propriétés de transport, et ne doit que faiblement endommager la formation





## Recommandations de perforation

- ▶ **Recommandations typiques pour les gravel packs**
  - Canons TCP
  - Charge – Grand Trou – Peu de Débris
  - Diamètre - 0.5" - 1.1" (0.6 à 0.8 le plus commun)
  - Pénétration > 6"
  - Tirs par pied > 12 ( entre 12 et 21 spf)
  - Angle de tir 30-60°
- ▶ **Il est possible de descendre les canons sous les crépines et de les larguer après le tir (évite une manoeuvre)**
- ▶ **Perforation en underbalance : permet de dégorgier le puits immédiatement après le tir pour nettoyer les perforations. Dans les sables fortement non-consolidés, du sable peut être produit en quantité suffisante pour coincer les canons dans le puits.**
- ▶ **Perforation en overbalance : coût moins élevé, risque moins élevé.**

### ► Choix du gravier

- Si le D50 du gravier  $< 5 \times$  D50 du sable  $\Rightarrow$  le sable de formation est arrêté par le gravier
- Si le D50 du gravier  $> 5 \times$  D50 du sable  $\Rightarrow$  le sable de formation remplit les pores entre les graviers
- Si le D50 du gravier  $> 15 \times$  D50 du sable  $\Rightarrow$  le sable de formation circule librement à travers le gravier

### ► Critère de SAUCIER : choisir le gravier avec D50 = 6 x D50 du sable de formation

### ► Choix de la crépine : ouverture de la crépine = 50 à 70% du D50 du gravier

## Gravel size selection

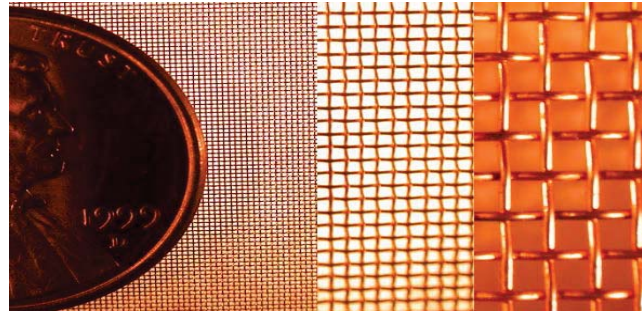
Mesh US	Ø (inch)	Ø (mm)	Ømoyen (inch)	Ømoyen (mm)	Porosité (%)	K (D)	Slot des crépines
3 - 4	0.265-0.187	6.73-4.75	0.226	5.74		8100	100
4 - 6	0.187-0.132	4.75-3.35	0.160	4.06		3700	90
6 - 8	0.132-0.094	3.35-2.39	0.113	2.87		2900	60
6 - 10	0.132-0.079	3.35-2.01	0.106	2.68	42	2703	50
8 - 10	0.094-0.079	2.39-2.01	0.0865	2.197			50
8 - 12	0.094-0.066	2.39-1.68	0.080	2.035	41.5	1970	30
10 - 14	0.079-0.056	2.01-1.42	0.0675	1.71		800	30
10 - 16	0.079-0.047	2.01-1.19	0.063	1.60			20
10 - 20	0.079-0.033	2.01-0.838	0.056	1.42	40.5	650	20
10 - 30	0.079-0.023	2.01-0.589	0.051	1.299			15
12 - 18	0.066-0.039	1.68-0.99	0.053	1.335			20
12 - 20	0.066-0.033	1.68-0.84	0.050	1.26		510	20
16 - 20	0.047-0.033	1.19-0.84	0.04	1.015		330	20
16 - 30	0.047-0.023	1.19-0.589	0.035	0.889		270	15
20 - 40	0.033-0.0165	0.84-0.419	0.025	0.629	40.9	170	12
30 - 40	0.023-0.0165	0.584-0.419	0.01975	0.502		110	12
40 - 50	0.0165-0.0117	0.419-0.297	0.014	0.358			8
40 - 60	0.0165-0.0098	0.419-0.249	0.013	0.334	39.8	70	8
50 - 60	0.0117-0.0098	0.297-0.249	0.01075	0.273		40	6
40 - 70	0.0165-0.0083	0.419-0.210	0.013	0.314			6
40 - 100	0.0165-0.006	0.419-0.149	0.011	0.284			
60 - 70	0.0098-0.0083	0.249-0.210	0.053	0.230			



### ► Taille du maillage (#)

- ASTM E-11 (ISO 3310)
  - Le maillage se réfère au nombre d'ouvertures par pouce

•	Mail.	mm	pouce
•	8	2.360	0.0937
•	12	1.700	0.0661
•	16	1.180	0.0469
•	20	0.850	0.0331
•	30	0.600	0.0234
•	40	0.425	0.0165
•	100	0.150	0.0059

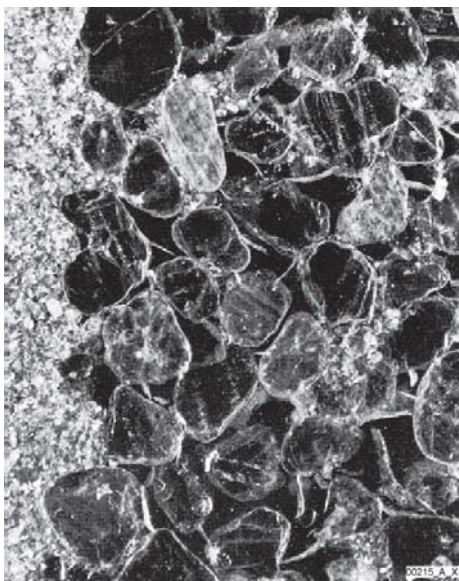


Mesh 100

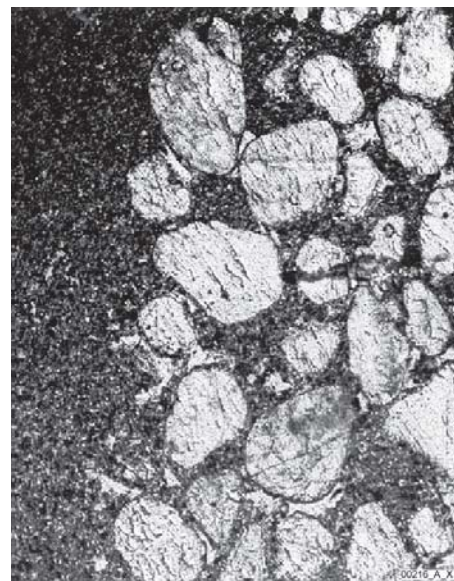
30

10

## Gravel pack



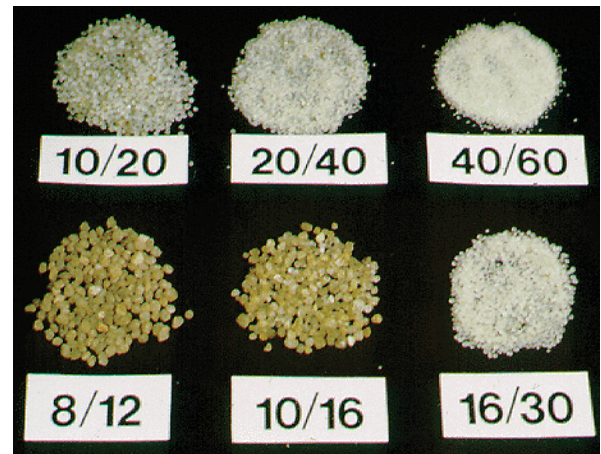
Bon bridging



Invasion du sable de formation

### ► Gravels/Proppants

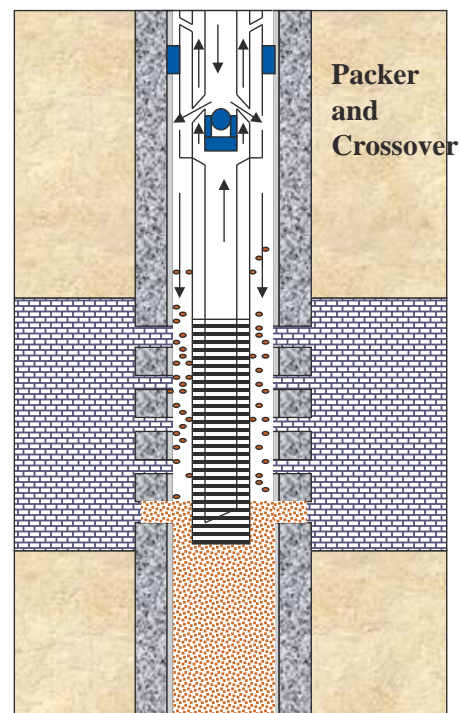
- Quartz sand (API-RP-58)
- Man-made Proppants
  - Carbolite
- Light Weight Proppants
  - ISOPACLite-Pack
- High Temperature Gravels
  - ThermaPac
- High Density Proppant



## Mise en place du Gravel Pack

### ► Placement du Gravel Pack:

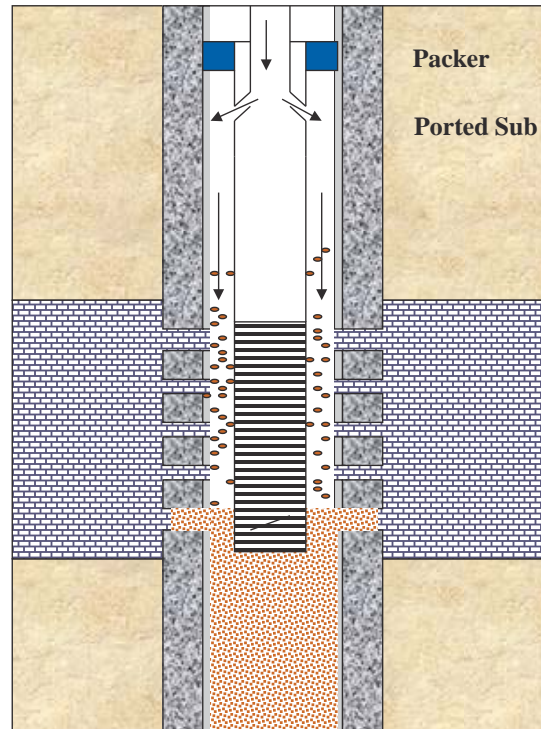
- Le fluide de mise en place (gel + gravier) est injecté par la garniture de pose.
- Le fluide atteint l'espace annulaire sous le packer, laissant le sable déposé contre la crépine.
- Le fluide support passe à travers la crépine et remonte à la surface par les washpipes et le crossover tool, en passant dans l'espace annulaire casing-garniture de pose juste au-dessus du packer.



- ▶ Le placement du gravel pack en circulation permet de remplir l'espace annulaire crépine/casing avec du gravier, mais il ne permet de placer que peu, voire pas de gravier dans les perforations
- ▶ Sans soutènement, la perforation peut s'effondrer et se remplir de sable de formation
- ▶ Une fois écrasé, le sable de formation est plus compact que dans son état initial. La perméabilité de la perforation est mauvaise, et le puits montre un skin élevé

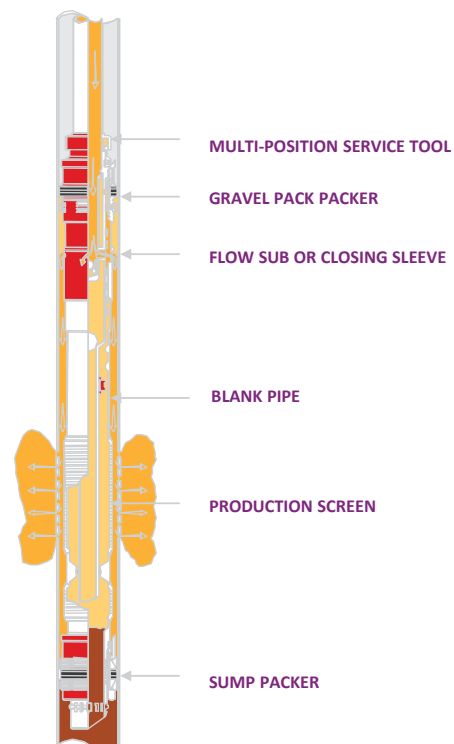
- ▶ Les traitements de gravel pack ont été améliorés avec une mise en place sous forme de squeeze. Aucun retour de fluide n'est permis en surface, et tout le fluide est squeezé dans la formation afin de transporter le gravier dans les perforations
- ▶ Cependant, seules quelques perforations à la perméabilité très élevée sont remplies de gravier
- ▶ Aujourd'hui les traitements de gravel pack sont souvent mis en place en mode de fracturation : le fluide de mise en place est pompé au-dessus de la pression de frac. Une fracture est créée et elle connecte ensemble davantage de perforations.

## Gravel packs squeezés

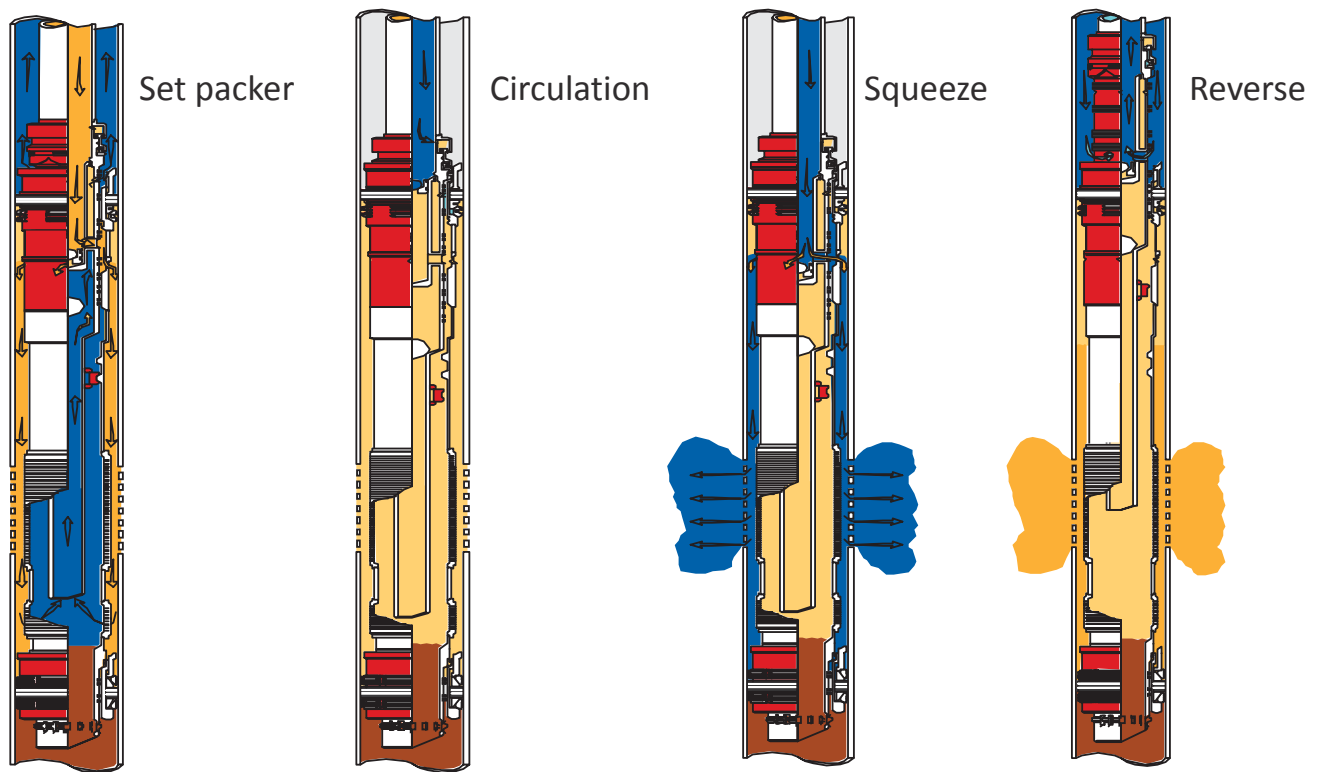


## Gravel Pack Down Hole Equipment

- Gravel Pack Packer (retrievable)
- Packer extension with Closing Sleeve
- Fluid Loss Valve
- Safety Joint
- Blank Pipe
- Screens
- Sump Packer / Bridge Plug



## Étapes d'une opération de Gravel Pack



## Technique de frac

- Fracturation avec un gel très visqueux et une forte concentration en gravier :

### Fracpack (FP)

- Fracturation avec de l'eau ou un gel de faible viscosité et au leak-off élevé :

### High Rate Water Pack ( HRWP)



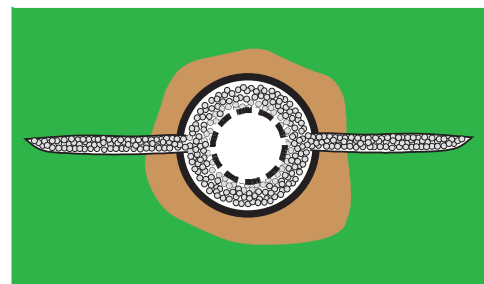
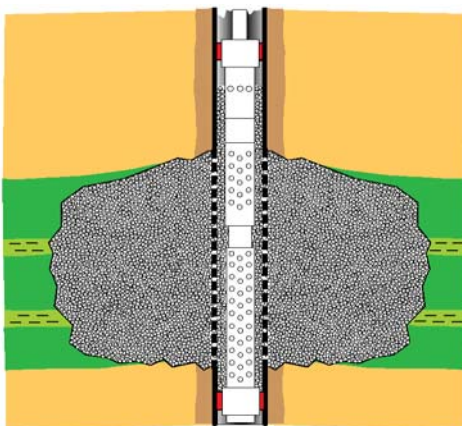
# Techniques de contrôle des sables en trou tubé :

- Frac Pack

## Frac Pack

**On crée une courte fracture dans le réservoir. Elle est remplie de proppant et maintenue ouverte**

- fracture à forte conductivité
- contourne la zone endommagée aux abords du puits
- améliore le drainage vers le puits.



- ▶ La vitesse du fluide au niveau de la face de la formation est réduite, parce qu'elle est répartie sur la zone de fracture
- ▶ Des formations laminées ou stratifiées peuvent être connectées, apportant un contact plus efficace avec le puits
- ▶ Le proppant pack dans la fracture, les perforations et l'espace annulaire du puits permettent le contrôle des sables et empêchent la migration des fines
- ▶ Diminue le Skin dans les complétions de contrôle des sables conventionnelles

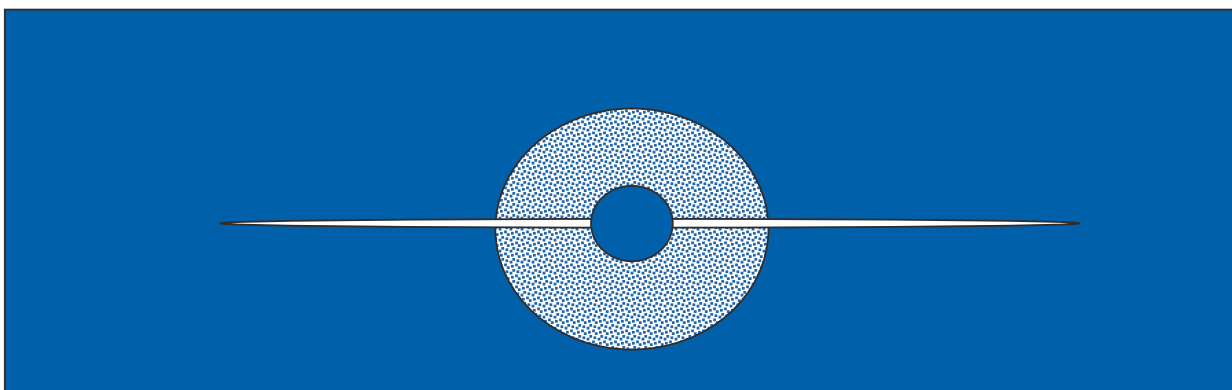
- ▶ Implique habituellement le pompage d'un pad de gel réticulé suivi d'un fluide de mise en place ayant une progression de 1 à 10 ppa
- ▶ Vitesse de la pompe : 20 - 32 bpm.
- ▶ Gravier dans les perforations: 700 to 1,000 lbs/ft
- ▶ Un frac pack typique dans le Golfe de Guinée nécessite jusqu'à 4,000HHP et une pression de pompage de 3,000 à 5,000 psi



- ▶ Pénétration de la fracture dans les formations de gaz ou d'eau
- ▶ Coût plus élevé, besoins en équipements et volume supplémentaires
- ▶ Difficile à exécuter et à contrôler dans des intervalles productifs très longs et dans des puits très déviés (multi fractures)
- ▶ Isolation des formations productives
- ▶ Si les réserves n'en justifient pas la dépense

## Élaboration de la fracture de Tip Screen Out

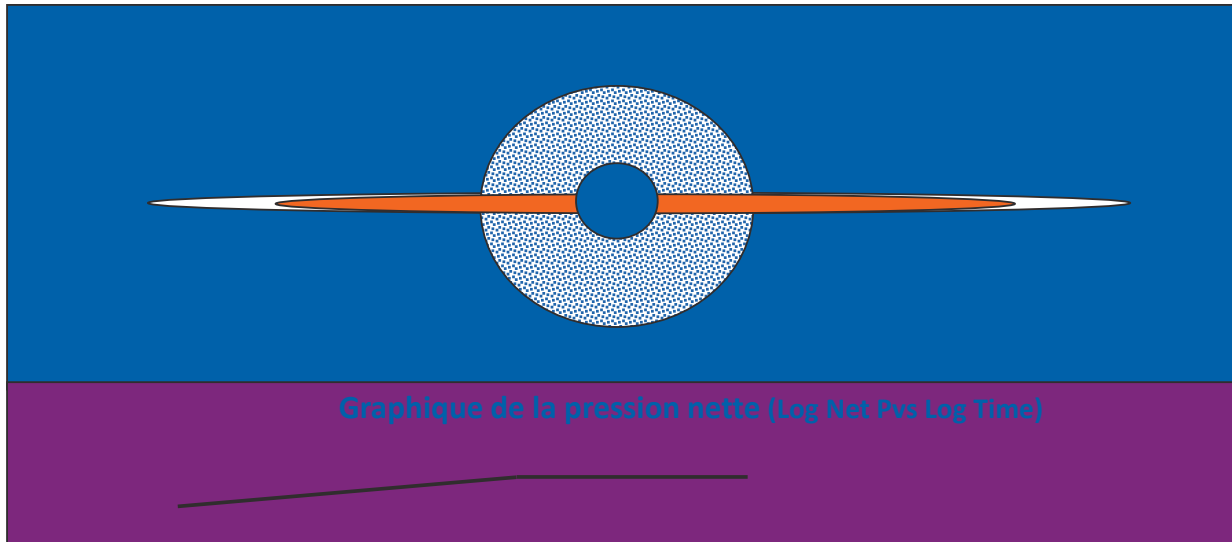
Une fracture hydraulique est initiée avec un fluide de fracturation tel qu'un Gel de Borate Réticulé



Graphique de la pression nette (Log Net Pvs Log Time)

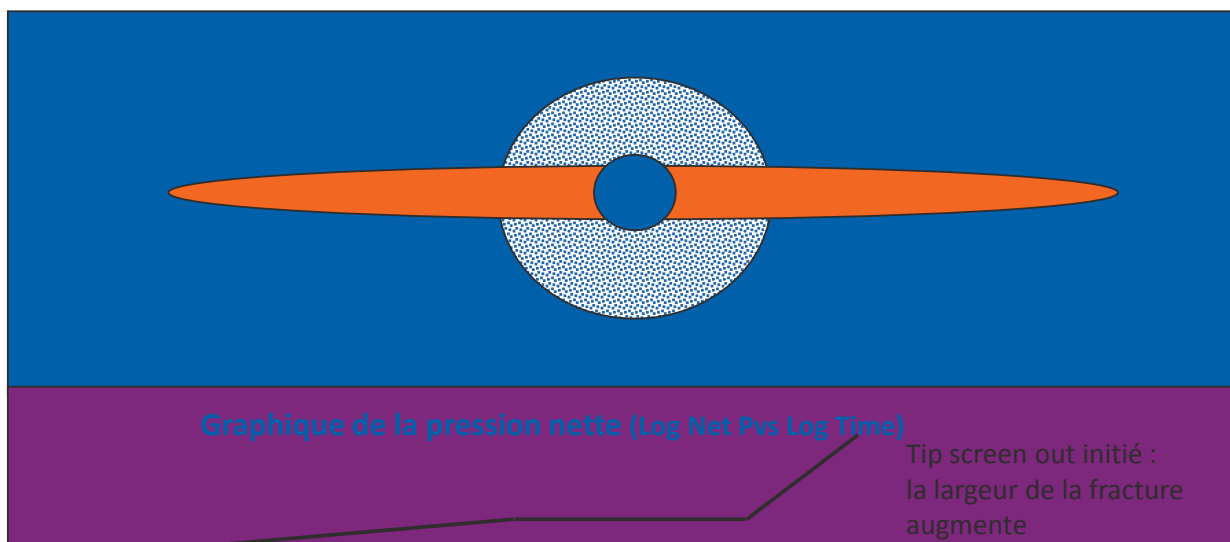
## Élaboration de la fracture de Tip Screen Out

On pompe un fluide de mise en place chargé de proppant dans la fracture pour remplir la fracture. Lorsque le proppant atteint le bout de la fracture, l'extension de la longueur s'arrête



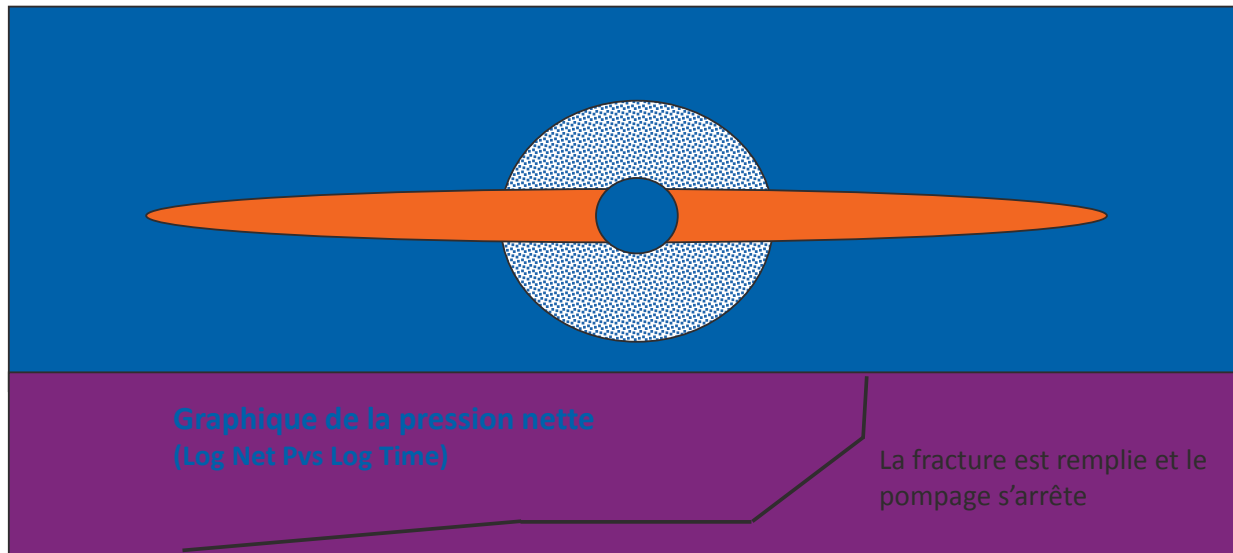
## Élaboration de la fracture de Tip Screen Out

On continue de pomper après le début du tip screen out. Pendant ce temps, la longueur de la fracture sera constante et la largeur augmentera avec la pression nette. La fracture est ensuite complètement remplie de proppant

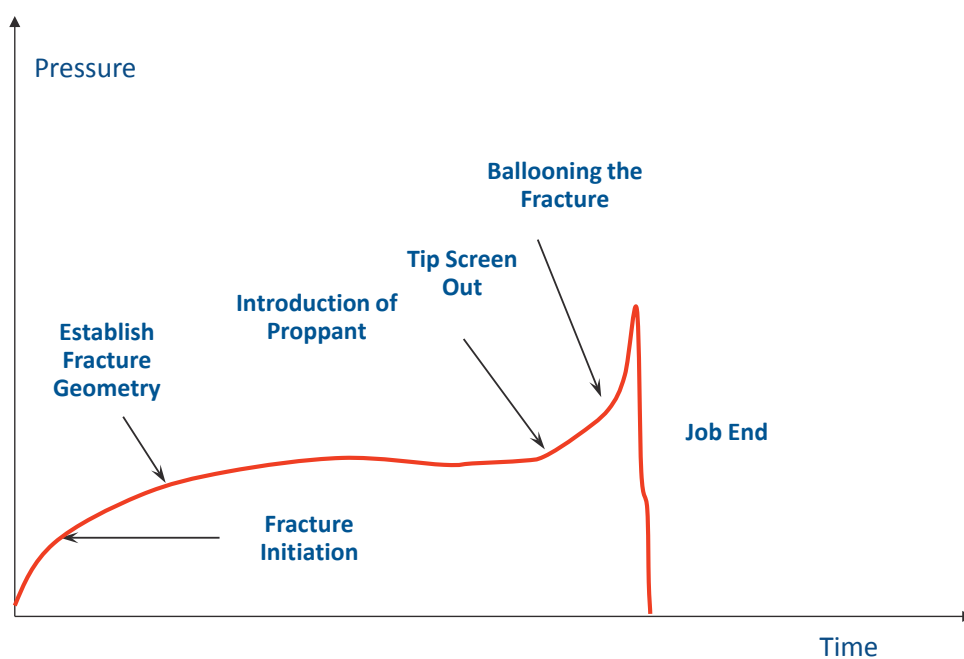


## Élaboration de la fracture de Tip Screen Out

Une fois la fracture pleine, le proppant remplit l'espace annulaire crépine/casing jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de fuite possible vers la formation. La pression augmente instantanément : c'est le screen out.



## Graphique de la pression de fond de puits nette



### ► Gel linéaire (HEC)

### ► Fluides de polymère réticulé

- Catégorie de viscosité - 100's cp
- Internal Breaker nécessaire
- Endommagement possible

### ► Fluides surfactants visco-élastiques (sans polymère)

- Non endommageants

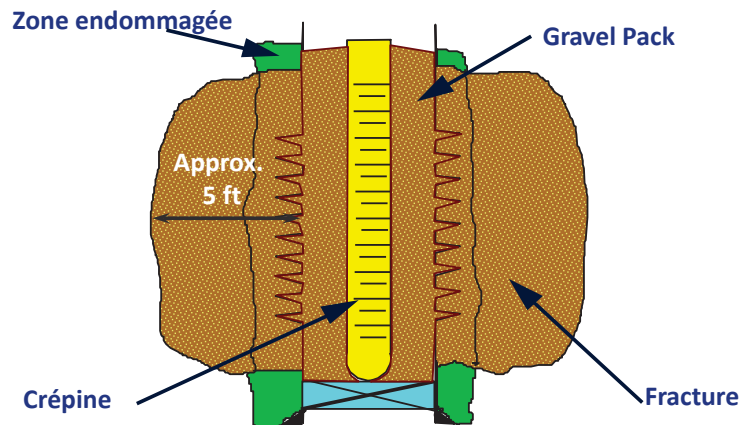
### ► Systèmes d'huiles gélifiées

## Techniques de contrôle des sables en trou tubé :

- High rate water pack

## Qu'est ce qu'un High Rate Water Pack ?

- ▶ Le processus est d'injecter un fluide de mise en place de gravier/saumure hors du casing à des vitesses telles que la pression de fracturation est dépassée
- ▶ Mélange une petite fracture induite hydrauliquement avec un gravel pack
- ▶ Objectif : donner un moyen de contourner l'endommagement de la formation aux abords du puits tout en continuant de fournir un excellent contrôle des sables



## High Rate Water Pack

- ▶ Pompage d'un pad de saumure suivi d'un fluide de mise en place de saumure/ gravier de 1 à 2 ppg, le fluide a un fort leakoff
- ▶ Débit de pompage de 5 - 25 bpm.
- ▶ Gravier dans les perforations: 20 à 200 lbs/ft
- ▶ Traitements en une seule étape utilisés pour les intervalles courts, continus et légèrement endommagés
- ▶ Les traitements multi-étapes, self-diverting utilisables pour les zones longues non-uniformes.

- ▶ Par nature, à cause de la profondeur d'invasion du fluide et de la fracture courte, les high Rate Water Packs engendreront donc des skins légèrement supérieurs à ceux obtenus lors de traitements de FracPack
- ▶ Les HRWP sont recommandés lorsque :
  - la croissance en hauteur ne peut pas être tolérée (ex: water contact)
  - il n'y a qu'un endommagement très peu profond
  - il n'y a peu de réserves en place
  - le puits est très dévié

## Techniques de contrôle des sables dans le découvert

# Contrôle des sables dans le découvert :

- Stand Alone Screens

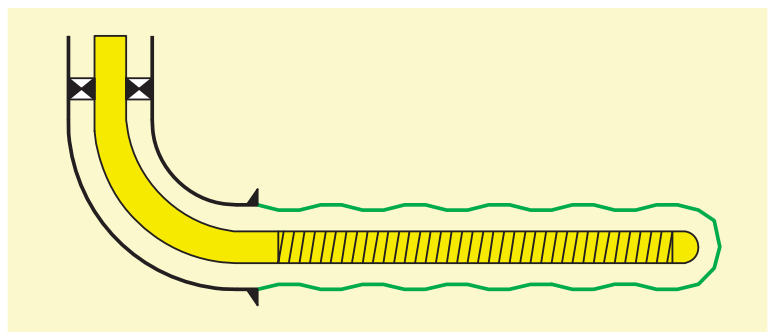
## Stand Alone Screen

### ► Principe :

- Les crépines sont descendues dans la section du réservoir dans le découvert
- Les crépines arrêtent le sable du gisement
- Une fois que le sable s'est accumulé dans l'espace annulaire, il forme un Natural Sand Pack (NSP)

### ► Rentable :

- Pas de casing ni de ciment
- Temps du rig réduit





- ▶ **Adapté uniquement pour les sables propres (pas de fines) et bien équilibrés ( $Cu < 5$ ) ayant une taille de grains moyenne à grossière.**
  - Du sable de mauvaise qualité créerait un pack de mauvaise perméabilité
  - Des fines nécessiteraient des crépines fines très sensibles au bouchage (ne pas utiliser des crépines inférieures à slot 8, 200 $\mu$ )
- ▶ **Petits intervalles argileux dans le découvert (idéalement < 10%)**
  - Les argiles peuvent circuler dans l'espace annulaire crépine-découvert et boucher la crépine ou le sand pack, particulièrement lorsque l'on produit de l'eau
  - Il est possible d'isoler les sections sensibles aux argiles avec des Annular Barrier Tools (open hole packer)
- ▶ **À appliquer de préférence sur les puits horizontaux : faible draw down, faibles vitesses**
  - Dans les puits à faible déviation, le sand pack peut tomber au fonds du puits et se mélanger à d'autres matériaux (autres tailles de sable, argiles), créant ainsi un pack hétérogène de faible perméabilité
- ▶ **Isolation difficile des couches**
  - Émergence de la technologie ABT

## Crépines à sable

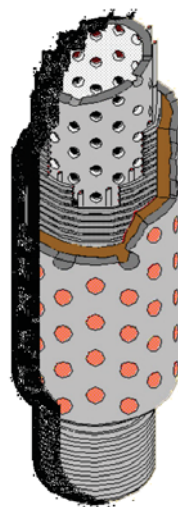
### 1<sup>ère</sup> génération



Crépine à fentes (slotted liner)

Crépine à fil enroulé (wire wrap screen)

### 2<sup>ème</sup> génération



Prepack screen

Le gravier est pré-installé autour de la crépine

### 3<sup>ème</sup> génération



Premium screen

La crépine est un tamis

### ► Ouvertures de la crépine = D15 du sable de formation (règle de Gil)

- Il s'agit d'un design conservateur. D10 peut également être utilisé.
- Des tests en laboratoire peuvent aider à optimiser la programme

### ► Des wire wrap screens sont d'habitude adaptés.

- On préfère la conception wrap-on à la conception slip-on (plus solide)
- Des premium screens peuvent être utilisées en cas de problème d'érosion
- Les crépines peuvent être équipées d'une protection extérieure (tube perforé) si l'on attend des dog legs importants ou un rayon court.

### ► Nécessite une boue de forage non endommageante

- Impossible de contourner la zone endommagée
- La formation endommagée nécessiterait un traitement par coiled tubing
- Les solides de la boue doivent être calibrés pour passer à travers les crépines
- Il doit être possible d'acidifier les solides de la boue en cas de problèmes.

### ► Le nettoyage du puits doit être progressif pour éviter un effondrement du trou et un bouchage de la crépine.

- Dégorgement du cake et du filtrat de boue à travers le sand pack et les crépines.

- ▶ **Le puits doit être nettoyé de façon à ne laisser aucun solide pouvant boucher les crépines.**
  - Risque de bouchage en descente : la boue remplit les crépines
  - Risque de bouchage en démarrant la production
- ▶ **Les crépines sont pendues à un gravel pack packer**
- ▶ **Des tubes non perforés sont installés en face des zones non productives**
- ▶ **Des wash pipes peuvent être utilisés pour permettre de circuler au sabot en cas de problème de descente**

## Défaillances typiques

**Le bouchage de la crépine est à l'origine de la plupart des défaillances des complétion SAS :**

- ▶ **Les solides laissés dans l'espace annulaire sont trop gros pour circuler librement à travers les fentes des crépines (mauvais nettoyage du puits)**
- ▶ **Le « cake + les abords du puits » peuvent boucher les crépines au début du démarrage du puits (si démarrage trop agressif)**
- ▶ **Une cake externe ne peut pas être produit à travers les crépines (mauvaise élaboration de la boue).**

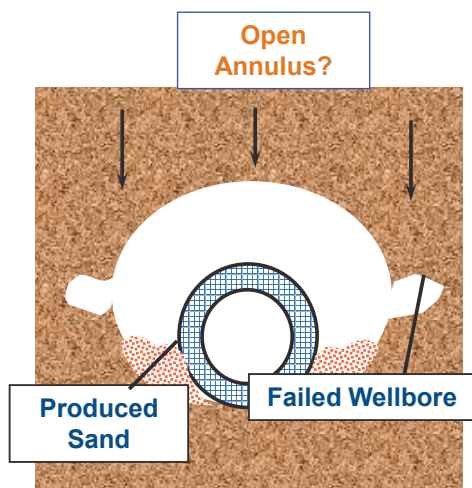
# Contrôle des sables dans le découvert :

- Gravel pack horizontal

## Comparaison crépine seule & OHGPs

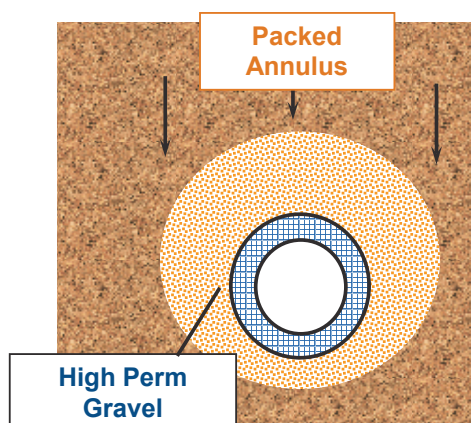
### ► Complétion avec crépine seule

- Crépine mise en place dans le découvert
- Le puits peut s'effondrer autour de la crépine
- Quand l'espace annulaire est-il complètement rempli ?



### ► Open hole gravel packs

- Crépine mise en place dans le découvert
- Espace annulaire crépine-formation rempli d'un gravier fortement perméable
- Contrôle des sables garanti



### ► Dans les puits verticaux

- Le fluide de mise en place est circulé au fond avec un cross over tool

### ► Dans les puits horizontaux

- Technique de mise en place des ondes Alpha Beta ou technique Alternate Path (Shunt tubes)

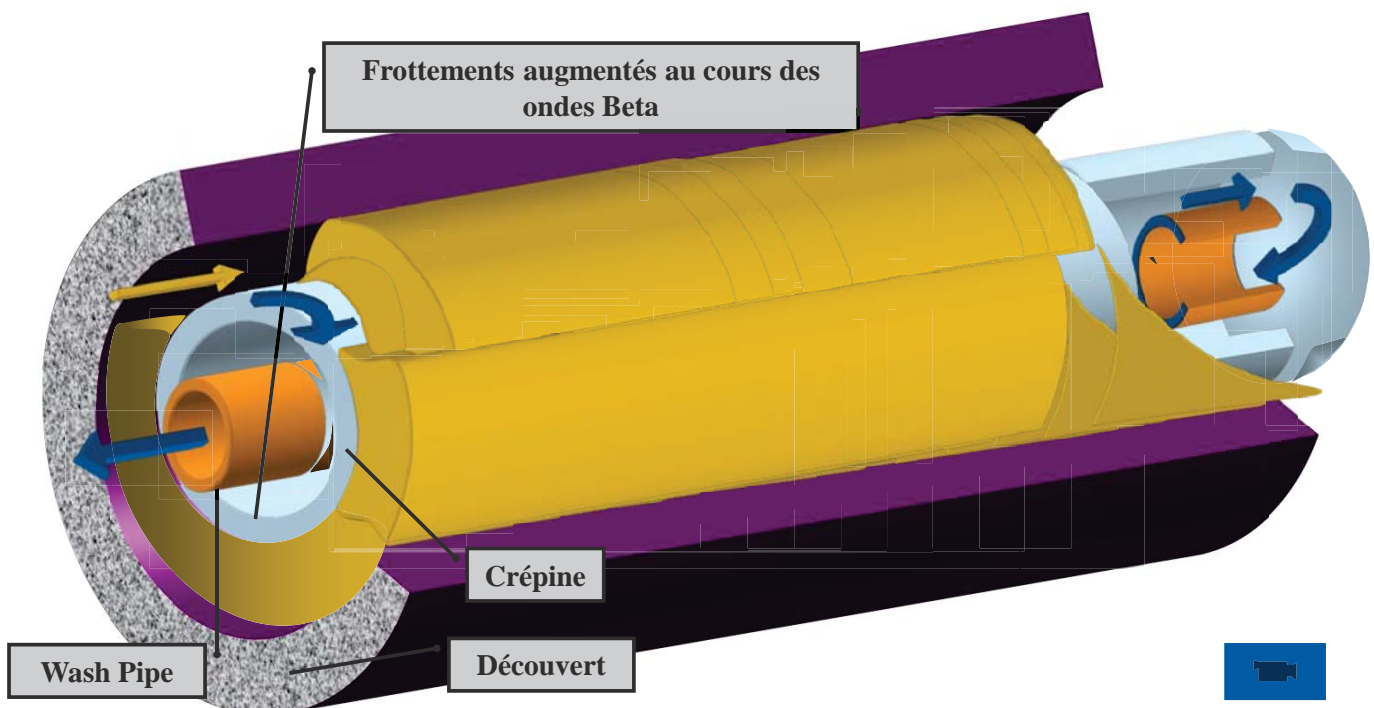
### ► Dans les puits déviés

- Peut être possible, mais avec la technique Alternate Path seulement. Le fluide de mise en place est transporté dans le découvert par des tubes installés le long des crépines

### ► Adapté pour des gisements ayant des sables argileux ou mal équilibrés ayant toute taille de grains.

- Lorsque les Stand Alone Screens ne sont pas utilisables

## Principe des ondes Alpha Beta



### ► Isolation difficile des couches productives.

- Nécessité de descendre un ABT dans le montage de la crépine
- Doivent être gonflés après la mise en place des graviers
- L'espace annulaire doit être dépourvu de graviers en face de l'ABT

### ► À ce jour, de préférence dans les réservoirs forés avec de la boue à l'eau

- Fluide support à l'huile en cours de développement
- Il est possible d'utiliser un fluide de mise place à l'eau mais cela peut créer une émulsion
- À ce jour, seuls quelques cas avec des OBM dans l'industrie

### ► Inadapté si de longues sections argileuses sont exposées dans le découvert

- Le fluide de mise en place à l'eau peut déstabiliser les argiles. Les particules argileuses pourraient être transportées dans le fluide de mise en place et endommageraient le pack

### ► Le gravier est choisi selon les critères de Saucier (6 x D50sable)

### ► Les équipements de fonds de puits sont les mêmes que pour un gravel pack en trou tubé

### ► Les wire wrap screens sont généralement adaptées

### ► Les premium screens peuvent être utilisées si des problèmes d'érosion sont identifiés même si l'espace annulaire est partiellement rempli

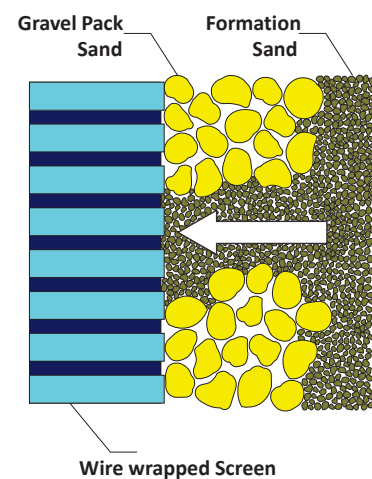
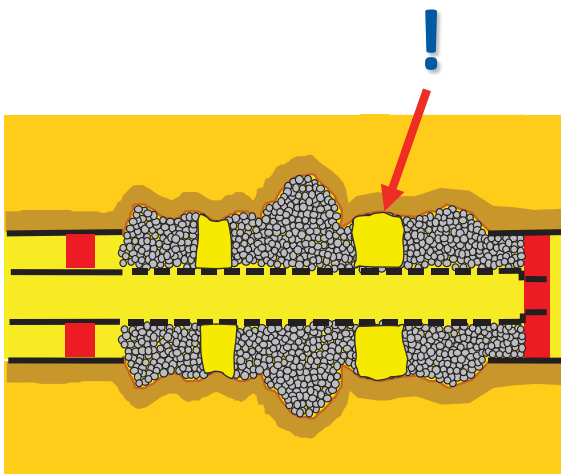
### ► Le fluide support peut être de la saumure à faible viscosité (technique alpha-beta) ou un gel linéaire (technique alternate path)



## Gravel pack dans le découvert : précautions

- ▶ **Nécessite une boue de forage non endommageante**
  - Il serait difficile de remédier à l'endommagement derrière le gravel pack
- ▶ **Doit maintenir le cake adéquat durant la mise en place (maintien de la pression hydrostatique)**
  - En cas de pertes de circulation ou de leak off élevé en cours de pompage, il est probable d'avoir un screen out rapidement, entraînant un bouchage partiel de l'espace annulaire
- ▶ **Il doit être possible d'éliminer le cake de filtration après la mise en place du gravier**
  - Le cake de filtration doit être produit à travers le gravier et les crépines
- ▶ **Le nettoyage du puits doit être progressif pour éviter le bouchage du pack**

## Gravel pack dans le découvert : quels sont les risques?



**Toute défaillance dans le remplissage de l'espace annulaire induira  
une circulation localisée, la production de sable & sifflage de la  
crépine**



# Contrôle des sables dans le découvert :

- Expandable Screens

## Que sont des Expandable Screens ?

- ▶ Lorsque le sable s'effondre dans l'espace annulaire, les grains sont ré-organisés et la perméabilité finale est diminuée. Les fines sont libres de se déplacer :
  - Stoppées par le pack de sable ou la crépine, elles la bouchent;
  - Produites, elles peuvent poser un problème de remplissage
- ▶ Les expandable screens sont descendues, et leur OD est agrandi mécaniquement pour réduire ou éliminer l'espace annulaire. Le contact (ou presque contact) avec le puits évite (ou réduit) l'effondrement du sable et le mouvement des fines
- ▶ Les ES offrent la possibilité d'une isolation des couches productives et d'une complétion sélective.

- ▶ Le tube de base est fendu pour une expansion facile.  
En revanche, la résistance à l'écrasement est faible
- ▶ Le filtre est composé de quatre couches superposées qui glissent les unes sur les autres au cours de l'expansion
- ▶ Le filtre est entouré d'un film protecteur
- ▶ Les connexions sont aussi élargies

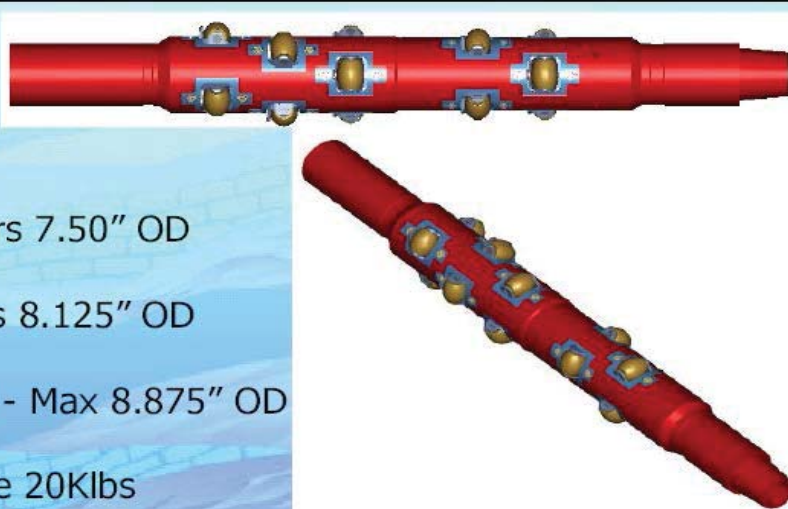


## Weatherford: techniques d'expansion

- ▶ L'élargissement peut être obtenu avec un cône de diamètre fixe ou un outil d'élargissement "compliant"
- ▶ Le cône de diamètre fixe est descendu en force à travers la crépine. Le diamètre final est fixe et il dépend uniquement du diamètre du cône. On laisse un mince espace annulaire entre la crépine et la formation
- ▶ L'outil d'expansion "compliant" permet un contact total avec le puits. Il comprend des rouleaux qui appuient sur la crépine par pression hydraulique. L'outil est poussé vers le bas et la crépine s'élargit contre les parois du puits
- ▶ On obtient la force vers le bas sous l'effet de poids

## Weatherford 5.5" Axial Compliant Expander

- ❑ Max body OD 5.875"
- ❑ Initial compliant rollers 7.50" OD
- ❑ Final compliant rollers 8.125" OD
- ❑ ESS expansion range - Max 8.875" OD
- ❑ Expansion force range 20Klbs
- ❑ Minimum 6.625" pre-expansion cone
- ❑ Standard/New ESS connectors compatible



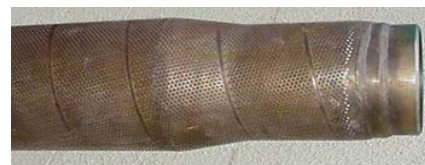
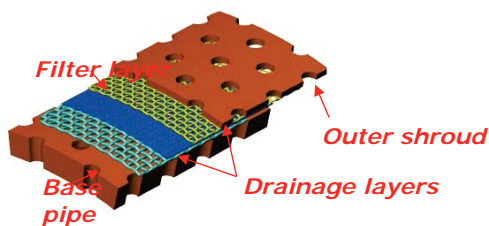
IFP Training

90

Traitement des réservoirs

## Express<sup>®</sup> (Baker Oil Tool) – Poroflex<sup>®</sup> (Halliburton)

- ▶ Baker et Halliburton utilisent des tubes solides  
L'expansion nécessite plus de force, mais le tube expansé est plus résistant à l'écrasement
- ▶ Le filtre est élargi
- ▶ Les connecteurs sont élargis



Traitement des réservoirs

IFP Training

91

- ▶ L'expansion peut être obtenue avec un cône de diamètre fixe ou variable.
- ▶ Le cône de diamètre fixe est descendu en force à travers la crépine. Le diamètre final est fixe et dépend uniquement du diamètre du cône. On laisse un mince espace annulaire entre la crépine et la formation.
- ▶ Le cône de diamètre variable permet un contact total avec le puits, mais la forme de la crépine reste circulaire.
- ▶ On obtient la force vers le bas sous l'effet d'un poids ou d'une pression hydraulique.

## Comparaison ID

- ▶ **Pour un puits en découvert de 8 1/2"**
  - ID expandable screen = jusqu'à 7 1/2"
  - ID Stand alone Screen = 4.9" à 5.9"
  - ID Gravel pack screen = 4.9"
  - ID Alternate path ("Shunts") screen = 3.9" à 4.5"
- ▶ **Pour un puits en découvert de 6"**
  - ID expandable screen = jusqu'à 5"
  - ID Sand alone Screen = 4.0" à 4.5"
  - ID Gravel pack screen = 2.9"



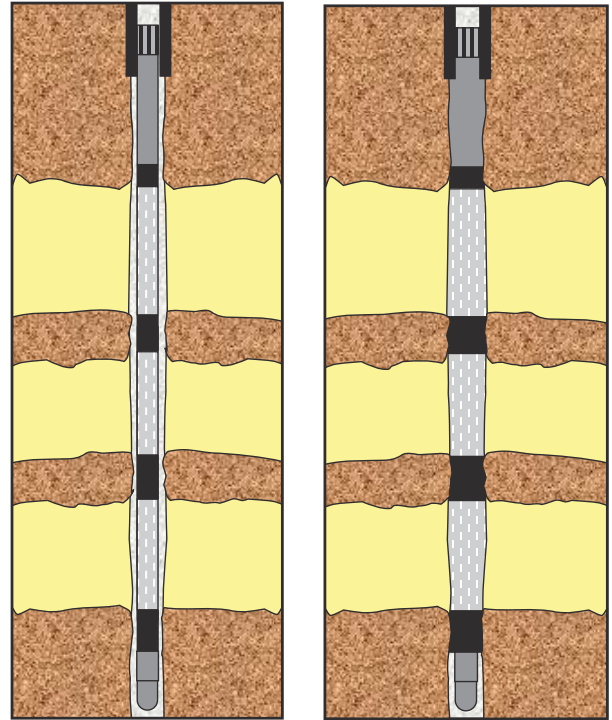
## Completion Expandable

### ► Composants du système:

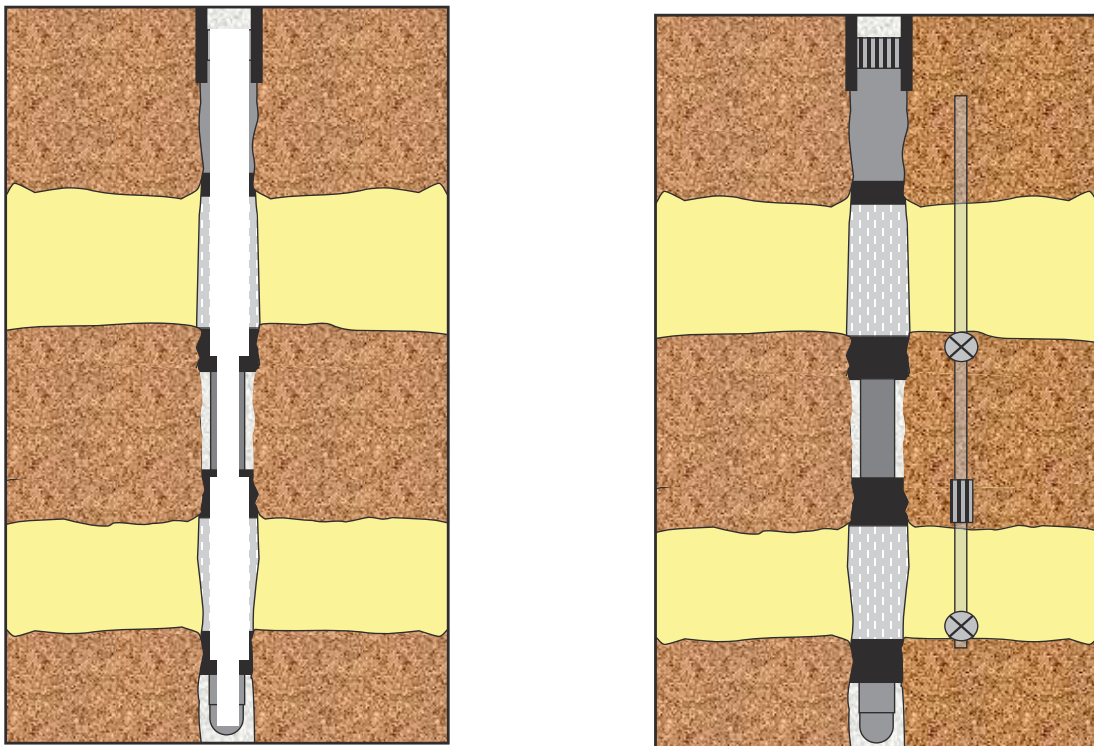
- Expandable Liner Hanger
- Expandable Solid Pipe
- Expandable Isolation Packer
- Expandable Screen
- Possibilité pour l'intégration d'équipements

#### I-well:

- Contrôle du débit de fonds de puits
- Fibres optiques



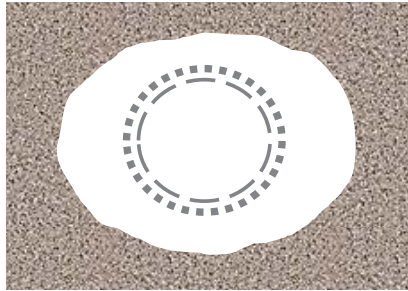
## Completion Expandable: 2 zones de production



## Évolution du contrôle des sables dans le découvert

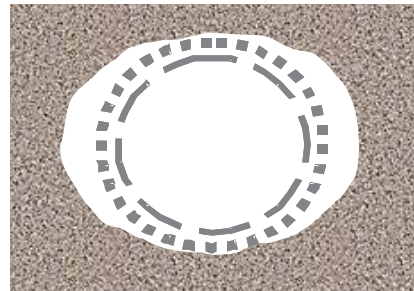
### CONTRÔLE DES SABLES STANDARD

#### TECHNOLOGIE STANDARD



Crépine seule

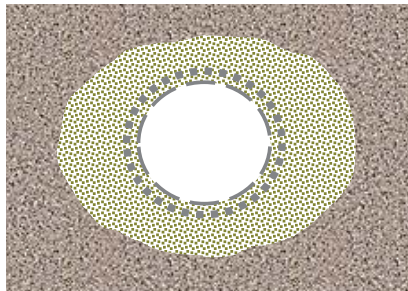
#### EXPANDABLES



Expansion d'un Cône fixe

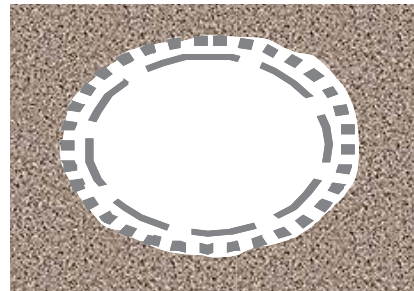
### BON CONTRÔLE DES SABLES : Meilleure fiabilité dans les sables de mauvaise qualité

#### TECHNOLOGIE STANDARD









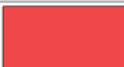


















Open Hole Gravel pack

#### EXPANDABLES



Expansion "compliant"

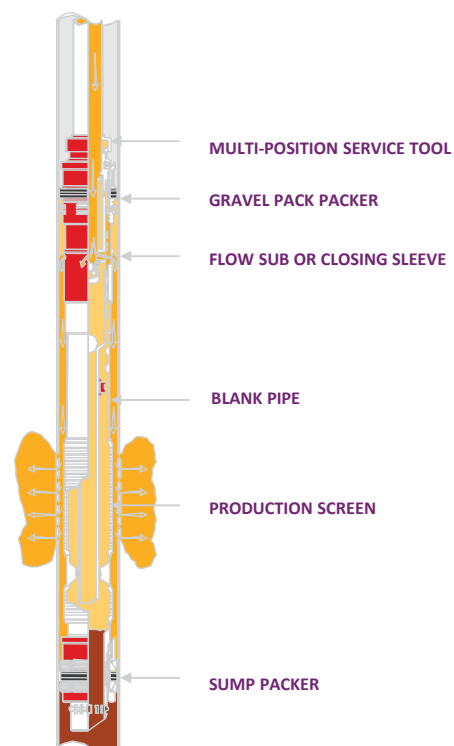
## Expandable completions – comparaison

COMPARISON OF SAND CONTROL OPTIONS					
	Screen Only	Cased Hole Gravel Pack	Frac Pack	Open Hole Gravel Pack	Expandable Screens
					
Productivity					
Effective Sand Control					
Efficient Installation					
Cased Hole Functionality					

## Équipements de complétion de contrôle des sables

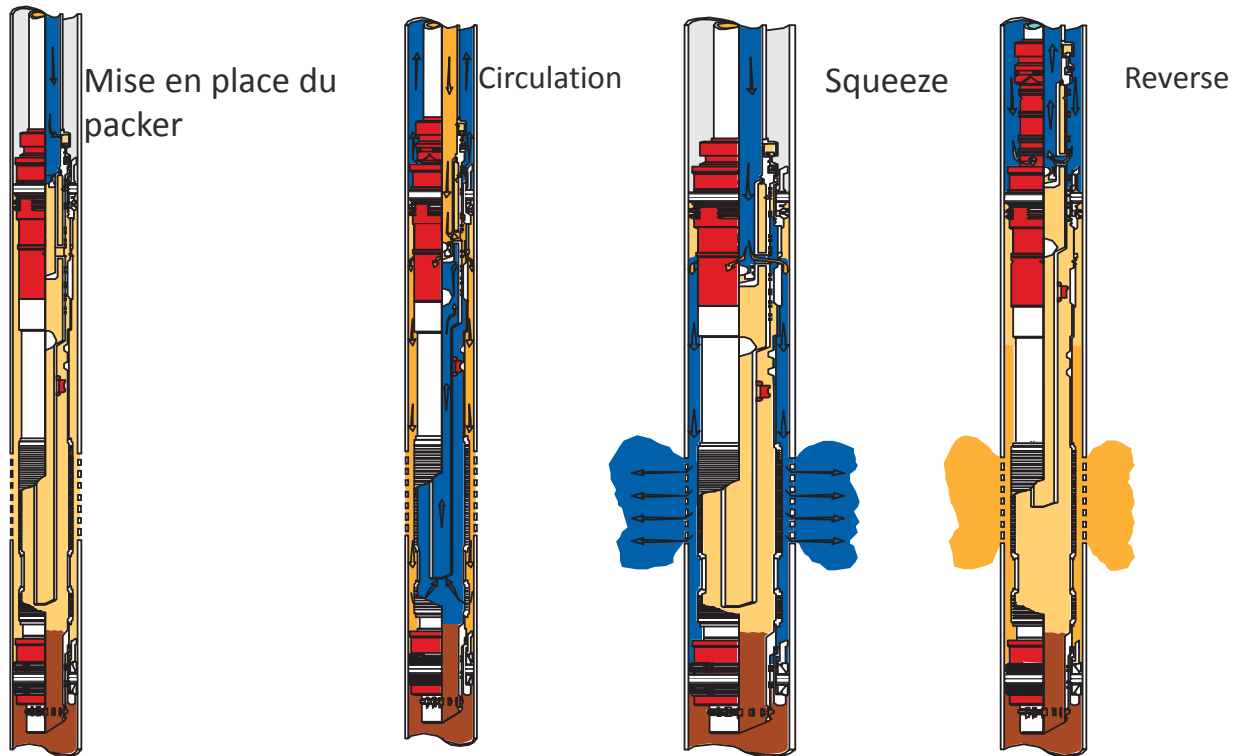
## Équipements de Gravel pack de fonds de puits

- ▶ Gravel Pack Packer (récupérable)
- ▶ Packer extension with Closing Sleeve
- ▶ Fluid Loss Valve
- ▶ Safety joint
- ▶ Blank pipe
- ▶ Crépines
- ▶ Sump Packer / Bridge Plug





## Étapes d'une opération de Gravel Pack



## Crépines à sable

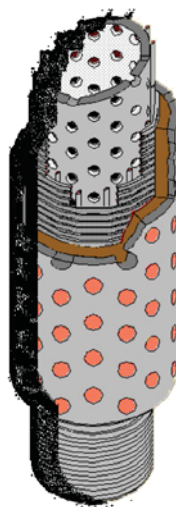
### 1<sup>ère</sup> génération



Crépine à fentes (slotted liner)

Crépine à fil enroulé (wire wrap screen)

### 2<sup>ème</sup> génération



Prepack screen

Le gravier est pré-installé autour de la crépine

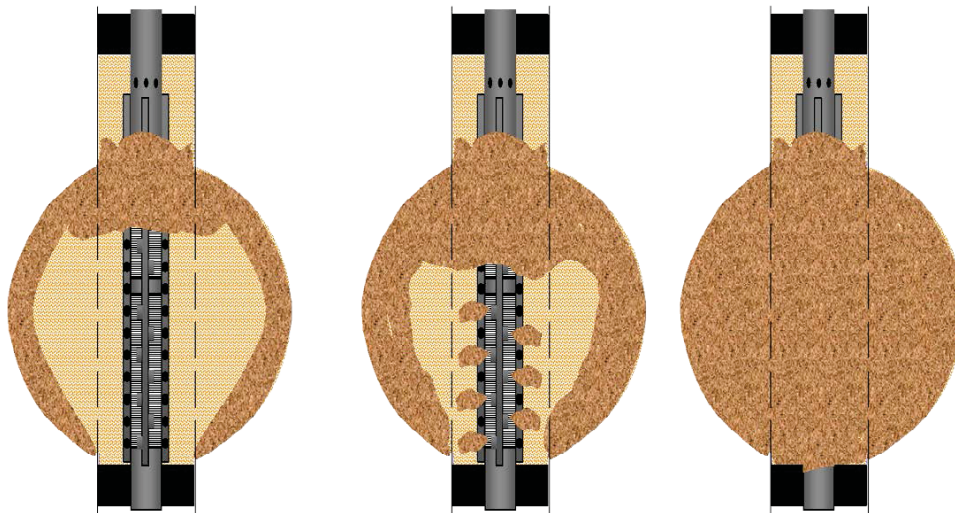
### 3<sup>ème</sup> génération



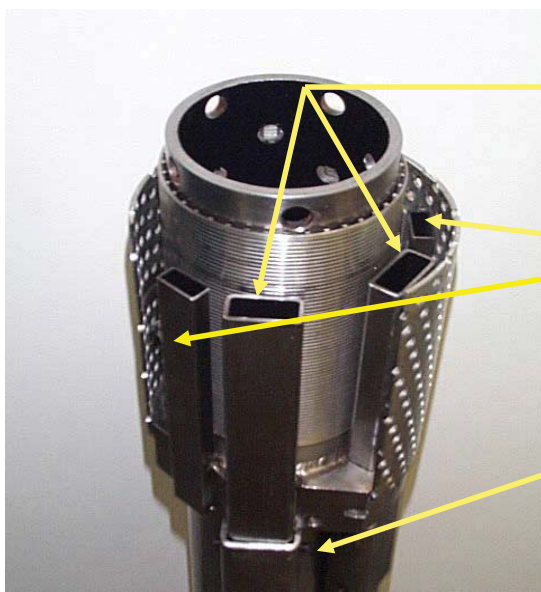
Premium screen

Le filtre est un filet

- ▶ Réservoirs laminés
- ▶ Longs intervalles
- ▶ Puits dévié



## Alternate Path : Shunts Tubes (Schlumberger)

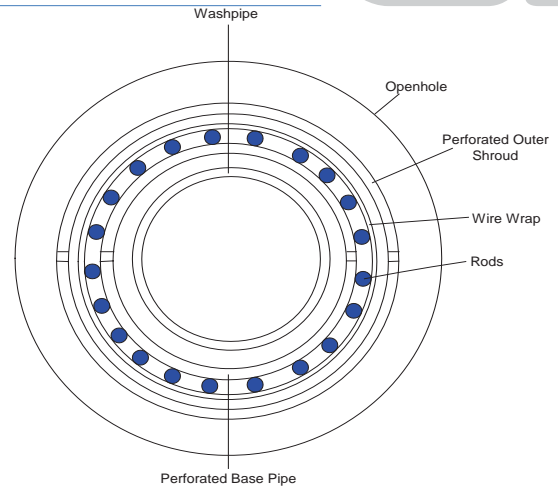


**Deux tubes supports pour apporter le fluide de mise en place**

**Deux packing shunts déportés de chaque shunt principal**

**Seuls les tubes supports sont connectés d'un raccord à l'autre**

- ▶ Une protection perforée est installée autour de la crépine
- ▶ Le principal flux de fluide de mise en place se trouve dans l'espace annulaire protection-casing (plus grand)
- ▶ Si un pont est créé face à une zone de leak off élevé, le fluide de mise en place peut toujours circuler dans l'espace annulaire crépine-protection



## Opérations de contrôle des sables

- ▶ Nettoyer le puits et mise en place de la saumure filtrée
- ▶ Cementation log (CBL) et corrélation log (gamma ray)
- ▶ Mettre en place le Sump Packer
- ▶ Perforations (avec TCP)
- ▶ Descendre l'assemblage de contrôle des sables (crépines et wash pipes, cross over tool , packer et service tool)
- ▶ Mettre en place le packer, puis release du service tool
- ▶ Effectuer le Gravel Pack
- ▶ Remonter le service tool

## Nettoyage du puits

- ▶ La propreté du puits est d'une importance capitale. Il ne doit rester ni solide ni saleté dans le puits
- ▶ Le BHA de nettoyage comprend des racleurs, des brosses, le junk basket, le jetting tool pour le liner hanger et la tête de puits
- ▶ Tous les bacs et les lignes de surface doivent être nettoyés
- ▶ Le fluide de complétion (généralement de la saumure) est filtré jusqu'à 2  $\mu\text{m}$
- ▶ Cette opération prend du temps, cependant elle ne doit pas être négligée

- ▶ Les crépines à sable sont assemblées sur la table de rotation
- ▶ Les wash pipes sont descendus dans les crépines et connectés au service tool. Les wash pipes permettent de circuler jusqu'à l'extrémité des crépines. Ils sont nécessaires pour la mise en place du gravier (gravel pack) ou du traitement du réservoir après l'installation des stand alone screens
- ▶ Le service tool est monté sur le packer, et le packer est connecté aux crépines
- ▶ Tout l'assemblage est descendu en position avec une garniture de pose
- ▶ Le packer est mis en place hydrauliquement, le service tool est libéré, et la séquence de pompage peut commencer

## Séquence de pompage

- ▶ Stand alone screens : le traitement (s'il y en a un) consiste à éliminer le cake de filtration à l'aide de produits chimiques (acide retardé )
- ▶ OHGP: le gravier est mis en place (ondes alpha-beta, ou slurry pack avec des shunt tubes), ensuite des produits chimiques sont placés dans les crépines pour dissoudre le cake de filtration
- ▶ HRWP: squeeze acide (nettoyage des perforations), step rate test (pour évaluer la pression de frac), ensuite squeeze du fluide de mise en place
- ▶ Frac pack: squeeze acide, step rate test, mini frac (pour évaluer tous les paramètres du réservoir nécessaires à l'élaboration de la frac) ensuite injection du traitement principal (PAD suivi du fluide de fracturation)

- ▶ Après l'installation du contrôle des sables, le puits est connecté au réservoir (le cake de filtration est contourné ou détruit). Il y a généralement des pertes de circulation importantes
- ▶ Le service tool est remonté avec les wash pipes. Lorsque les pipes sont hors de la fluid loss control valve (flapper ou ball valve), celle-ci se ferme et isole le réservoir afin d'éviter d'autres pertes
- ▶ Le puits est sécurisé, et la partie supérieure de la complétion peut être installée



## Équipements de pompage en surface

### Typiquement:

- ▶ Pompes sur châssis mobiles (1 à 4 pompes pour des opérations importantes de frac pack)
- ▶ Mélangeur (pour le fluide de mise en place)
- ▶ Silos de sable
- ▶ Réservoirs (pour stocker la saumure ou le gel)
- ▶ Mélangeur (pour préparer les fluides)
- ▶ Tête de fracturation
- ▶ Coflex et lignes rigides
- ▶ Unité de contrôle
- ▶ Les équipements peuvent être montés sur châssis mobile (ou sur camion), ou être installés de façon permanente à bord d'un bateau de stimulation





Traitement des réservoirs

## Budget

- Stand alone screens : 100,000 USD + 500 USD/m de crépine
- Expandable screens : 120,000 USD + 2,000 USD/m de crépine
- Hz open hole gravel pack : 400,000 USD + 1,000 USD/m de crépine
- Frac pack : 500,000 USD / zone (100')



- ✓ **Contrôle des sables**
  - ✓ Connaissance des mécanismes de la production de sable
  - ✓ Connaissance du sable à contrôler
  - ✓ Techniques spécifiques pour les découverts
  - ✓ Techniques spécifiques pour les puits tubés
  - ✓ Sur chantier QA/QC des produits et/ou des équipements



# WATER SHUT OFF

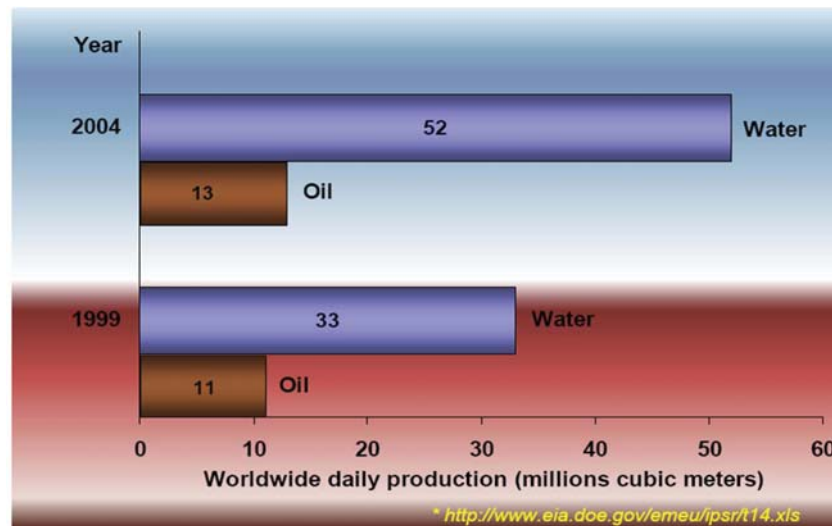
# SOMMAIRE DE LA PRÉSENTATION

- ▶ Qu'est ce qu'un water shut off?
- ▶ Diagnostic
- ▶ Solutions de WSO mécaniques
- ▶ Solutions de WSO chimiques
- ▶ Solutions par type de problèmes
- ▶ Technique de mise en place
- ▶ Méthodologie

## Qu'est ce qu'un water shut off?



## Pourquoi un WSO?

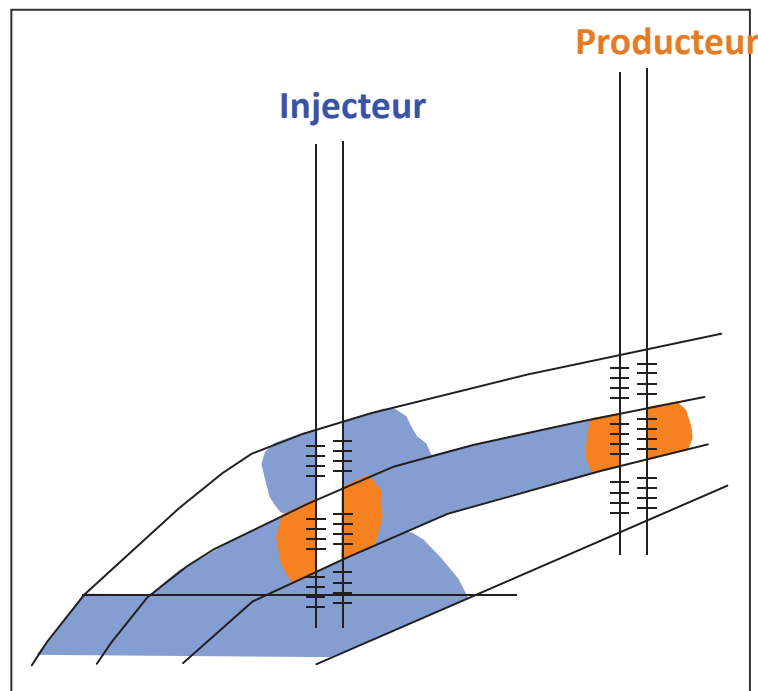


À mesure qu'un champ pétrolier mûrit, la production excessive d'Eau/Gaz menace souvent la viabilité économique des puits.

La production excessive d'eau/gaz peut générer une augmentation des coûts de production et une diminution de la récupération.

## Water shut off

- Traitements effectués sur des puits injecteurs ou producteurs pour améliorer l'aspect économique en réduisant le taux de production d'eau.



### ► Voie naturelle d'écoulement

- Écoulement aux abords du puits
- Fissure vers une couche d'eau
- Fissure vers un injecteur

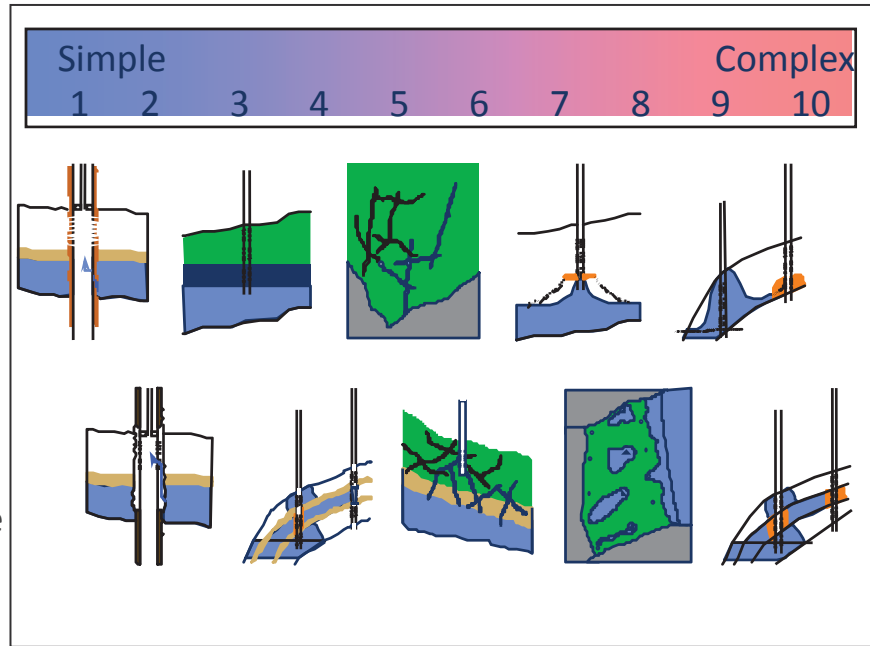
### ► Eau de bordure

- Mauvais balayage de la zone
- Couche très perméable avec écoulement transversal
- Couche très perméable sans écoulement transversal
- Couche de ségrégation par densité

### ► Eau de fond de puits

- Coning

### ► Problème de complétion

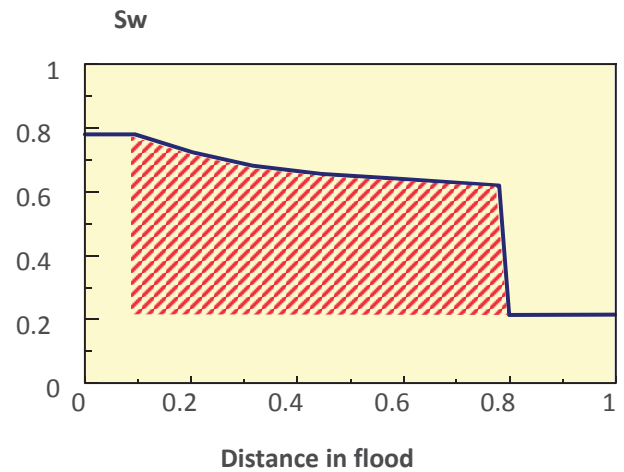


With courtesy from Schlumberger

## Diagnostic

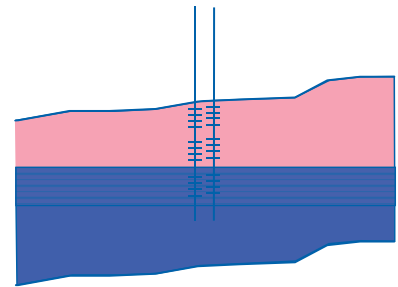
### ► Balayage uniforme de l'eau de bordure

- Solution: Produire dans la limite de rentabilité



### ► L'eau de fond de puits déplace l'huile (contact eau/huile s'élève)

- Solution: Abandon des perforations depuis le fond



## Diagnostic

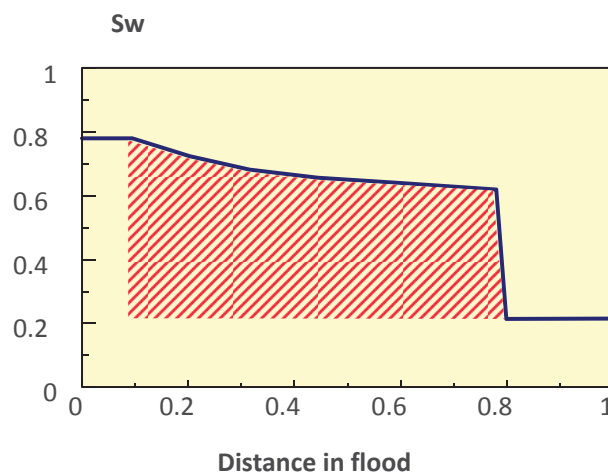
### Good water

- Doit être produite avec de l'huile
- Ne peut pas être stoppée sans stopper la production l'huile



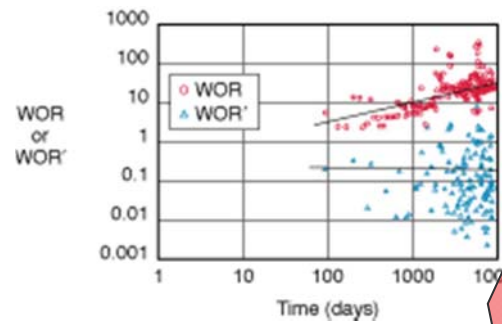
### Bad water

- Ne contribue pas à la production d'huile
- Diminue la pression
- Même eau recyclée





- ▶ Historique de production, déclin de la production
- ▶ Graphique log / log du WOR Vs. temps avec dérivée
- ▶ Utilisé pour identifier le type de problème
  - Écoulement aux abords du puits
  - Canal à forte conductivité
  - Couche à forte conductivité
  - Coning de l'eau de fond de puits

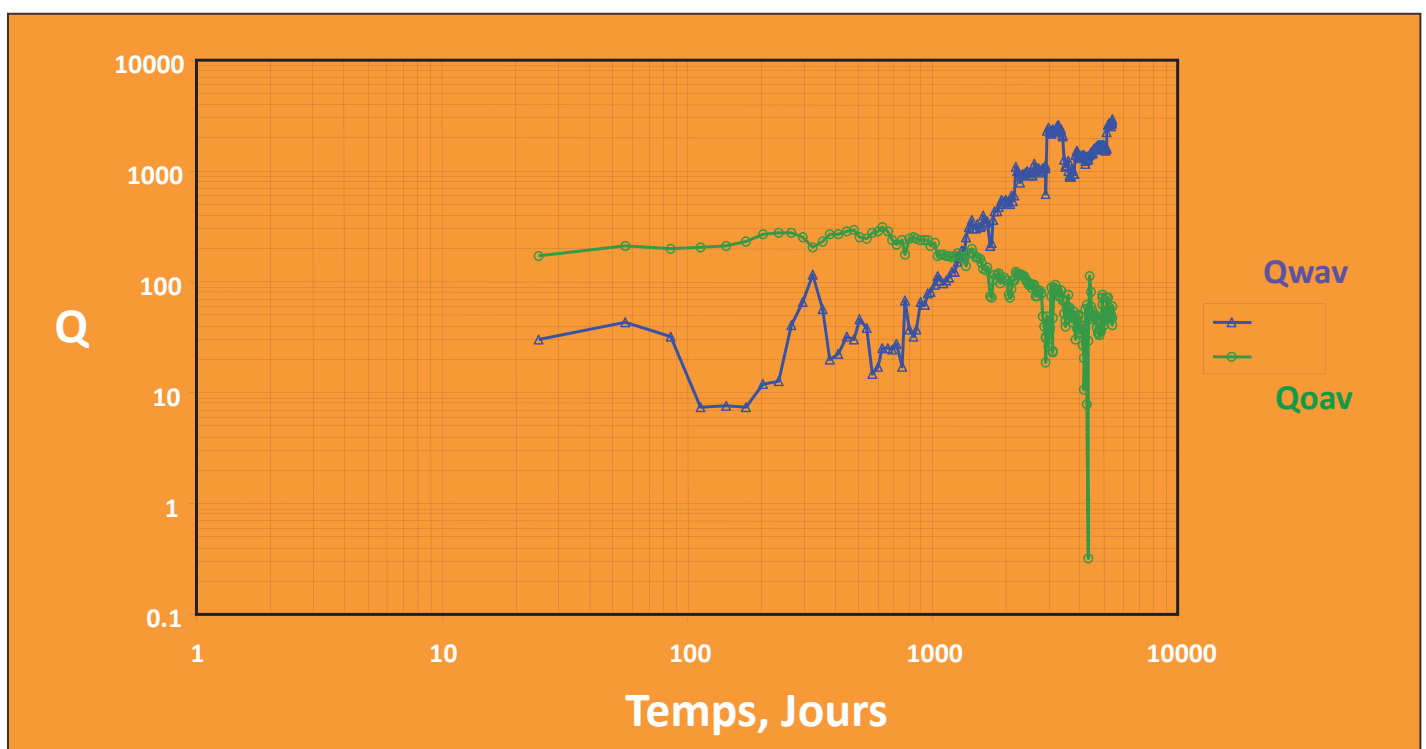


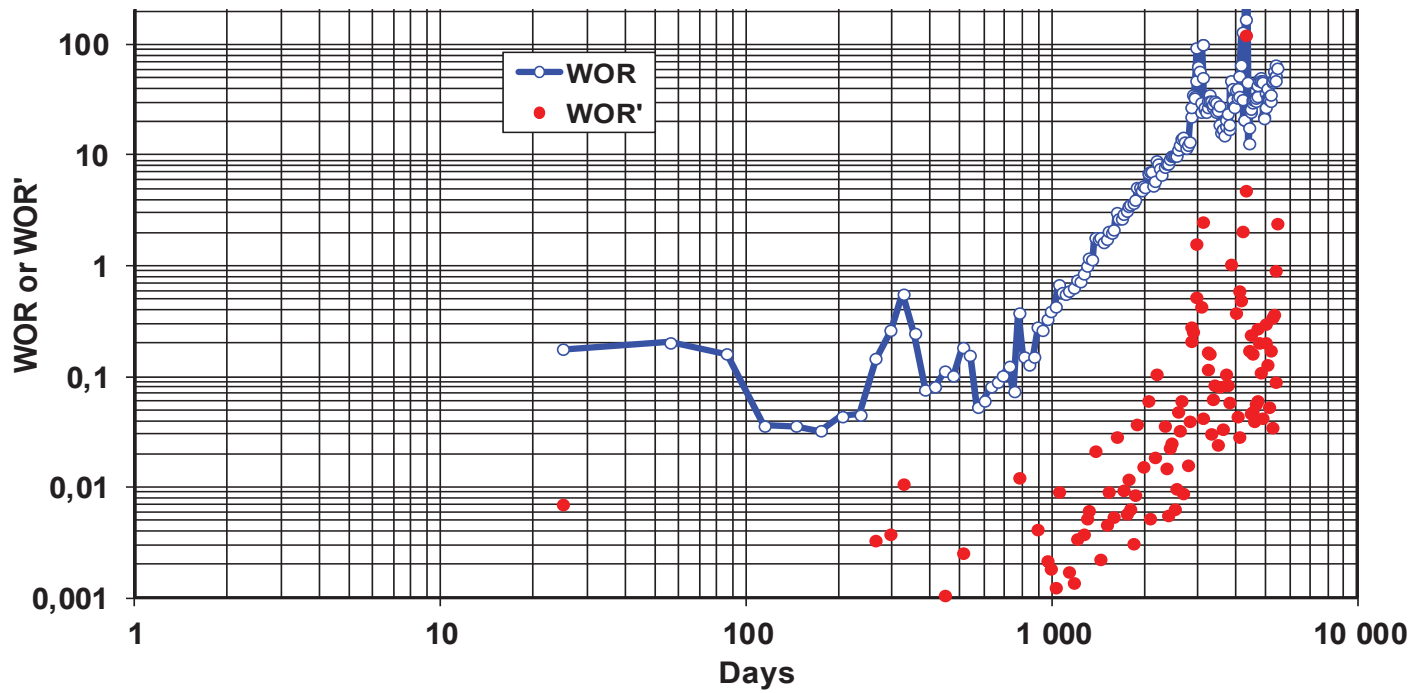
Exemple de déplacement eau-huile normal avec un WOR élevé.

**Ce puits n'est pas candidat pour un traitement de water control**

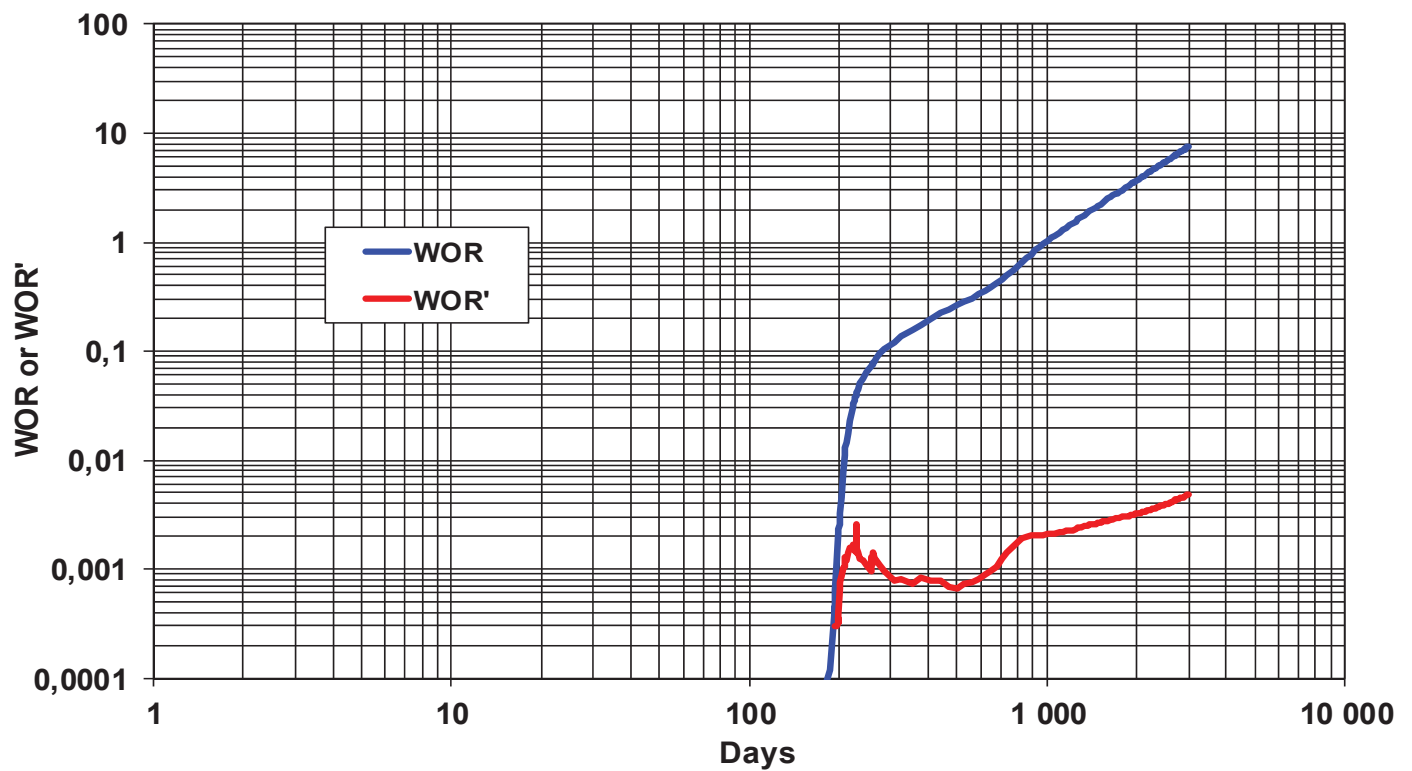
## Analyse / Diagnostic

### Historique de production



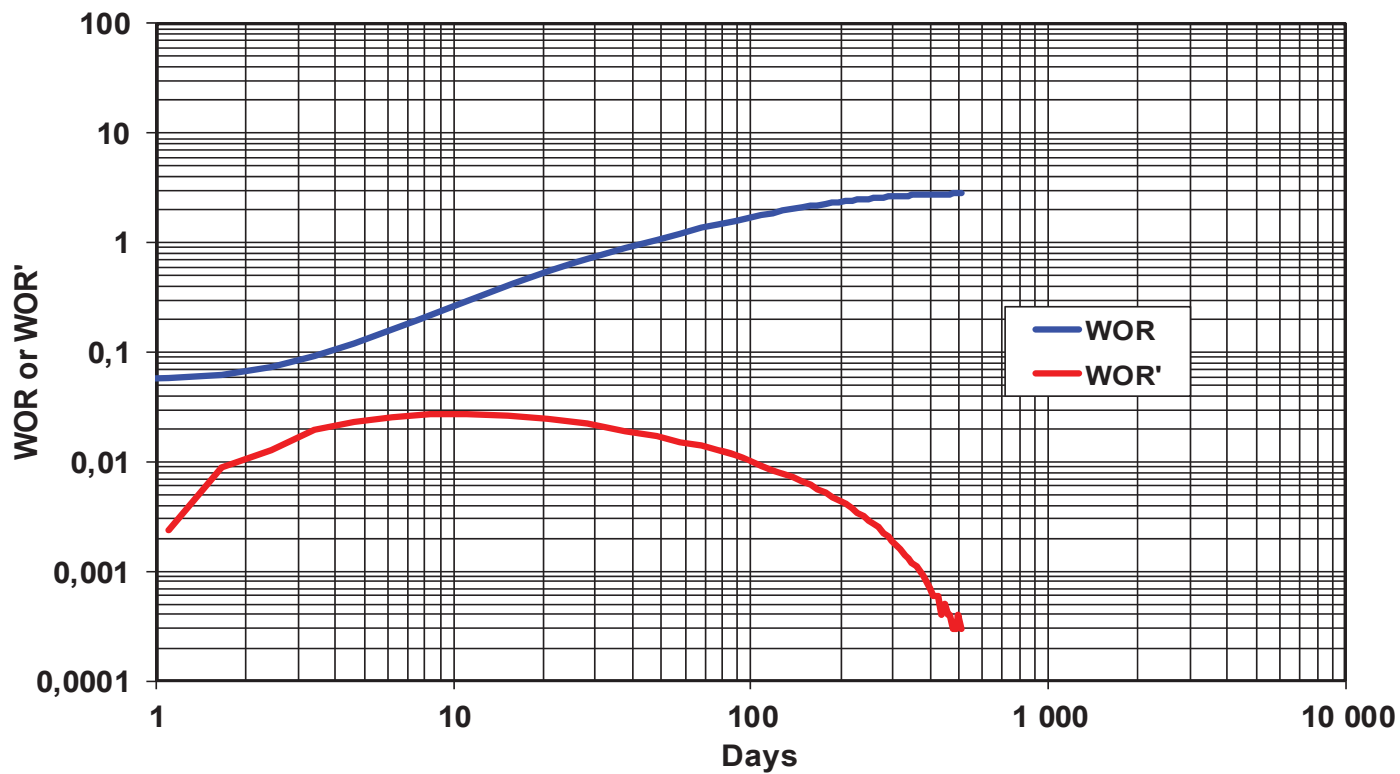


## Couche à forte perméabilité

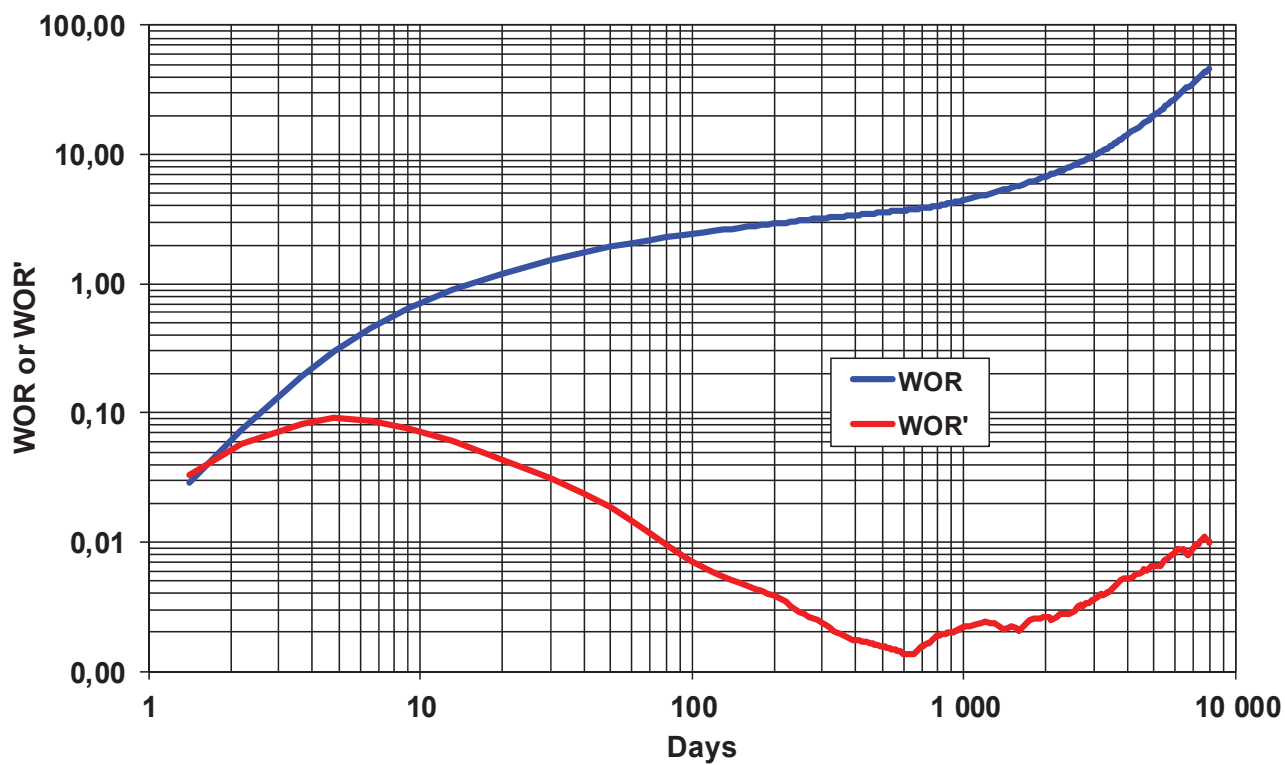


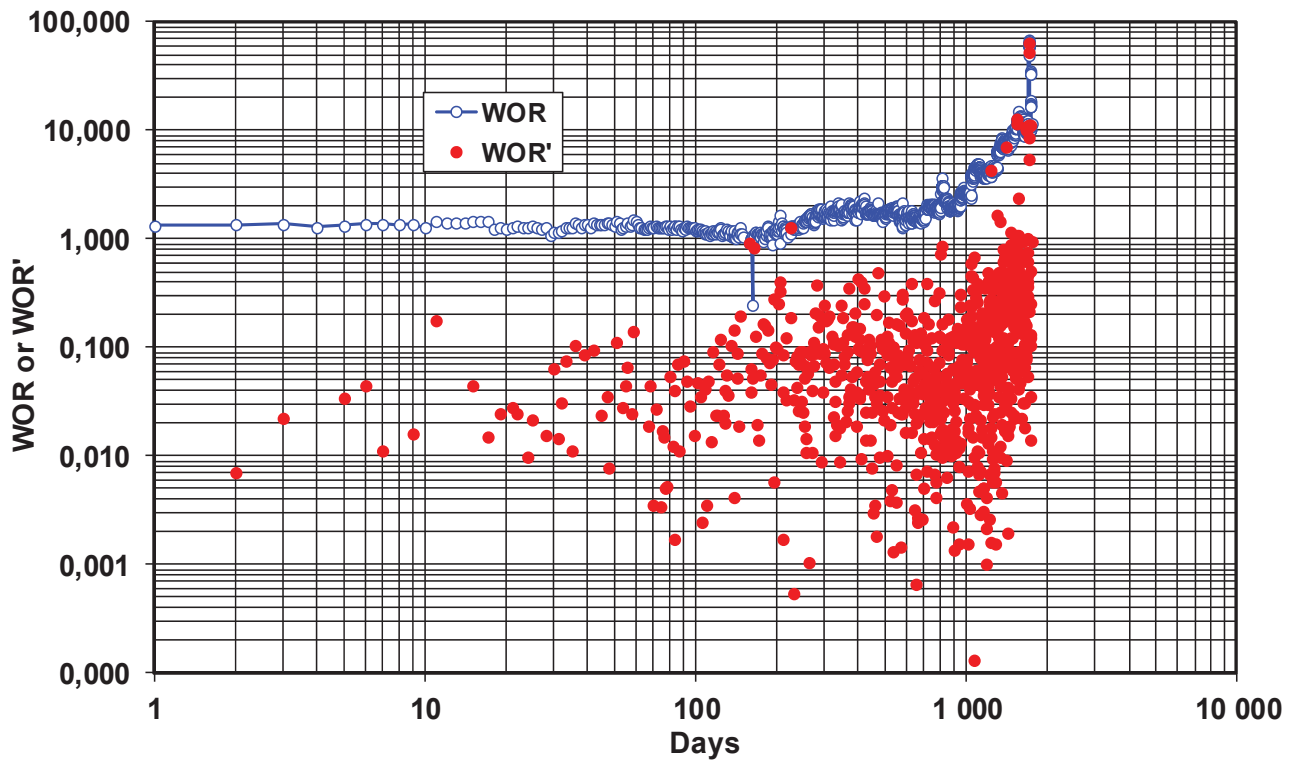


## Water Coning



## Mature coning





## Données pour vérifier un mécanisme de problème de production

Données nécessaires pour vérifier un mécanisme de problème de production.

Mécanisme Proposé	Données requises
Coning	$k_v$ , $k_h$ , WOC, gas-oil contact (GOC), existence de fractures, existence of laminations horizontales
Appauvrissement d'une couche à forte perméabilité	Emplacement de la couche productrice d'eau, $k_v/k_h$ , hauteur et épaisseur des zones dans le réservoir, type de réservoir, existence de laminations imperméables, puits corrélés, écoulement fractionné dans une couche appauvrie
Écoulement par voie naturelle (écoulement à travers des fractures entre les puits)	Puits corrélés (voies de migration des fluides), existence de fractures, volume de la voie
Écoulement aux abords du puits ou cheminement préf. derrière le tubage	Ampleur de l'écoulement derrière le tubage (où il commence et où il finit), arrivée d'eau, existence de fractures aux abords du puits, $k_v/k_h$
Deepened and/or stimulated into water	WOC, saturations, historique du puits (workovers et forage), pression de la zone ou de la couche

<sup>§</sup>Pour les puits tubés, il faut avoir les informations sur l'intégrité technique du casing et du ciment.

## Techniques de Collection des Données

	Méthode
Arrivée d'eau	Isolate intervals and swab Production logs WFL Water Flow Log
Arrivée de gaz	Production logs RST Reservoir Saturation Tool
Barrières à un écoulement vertical	Vertical interference test Géologue Core data and openhole logs
Intégrité mécanique du casing et du ciment	USI UltraSonic Imager Cement bond log (CBL) ou Variable Density log (VDL) Pressure testing
Pression des couches	RFT Repeat Formation Tester Ingénieur Réservoir
Ampleur de l'écoulement derrière le tubage (origine et point d'entrée dans le puits)	WFL log TDT Thermal Decay Time
Type de réservoir	Multiwell interference test Pressure transient analysis Géologue Ingénieur de réservoir Simulation du réservoir

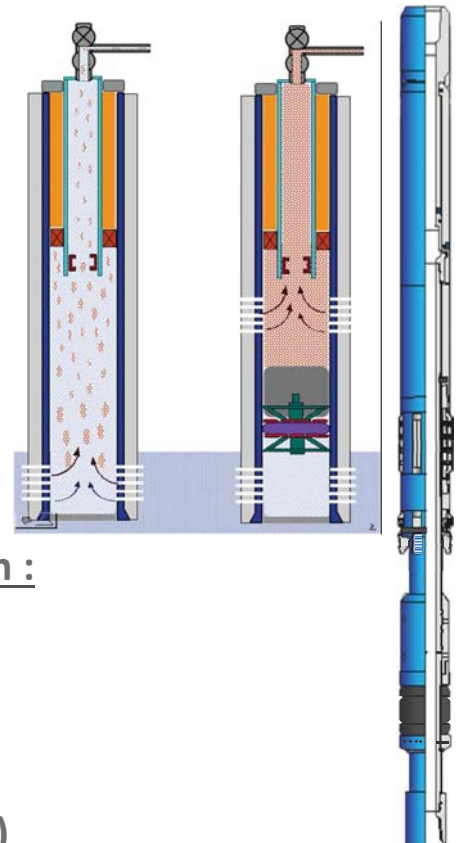
## Techniques de Collection des Données

	Méthode
Existence of fractures	FMI Fullbore Formation MicroImager Pressure transient analysis Core data Geologist
Volume de la voie ou de la fracture	Tracer test Interference test
Interwell transit time	Tracer test Interference test
Location of wet zones	RST log Openhole logs Geologist Core data (saturation)
Voie de migration des fluides	Tracer tests Multiwell interference test Pattern cross sections from injection and production logs
Perméabilité et porosité	RST tool CMR Combinable Magnetic Resonance tool Geologist Core data

# Solutions de WSO mécanique

## WSO mécanique

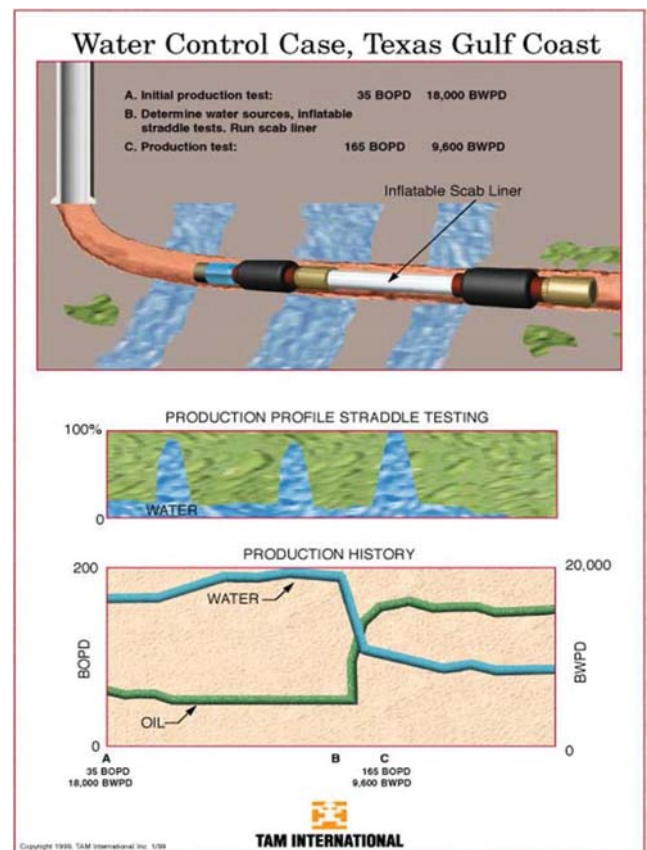
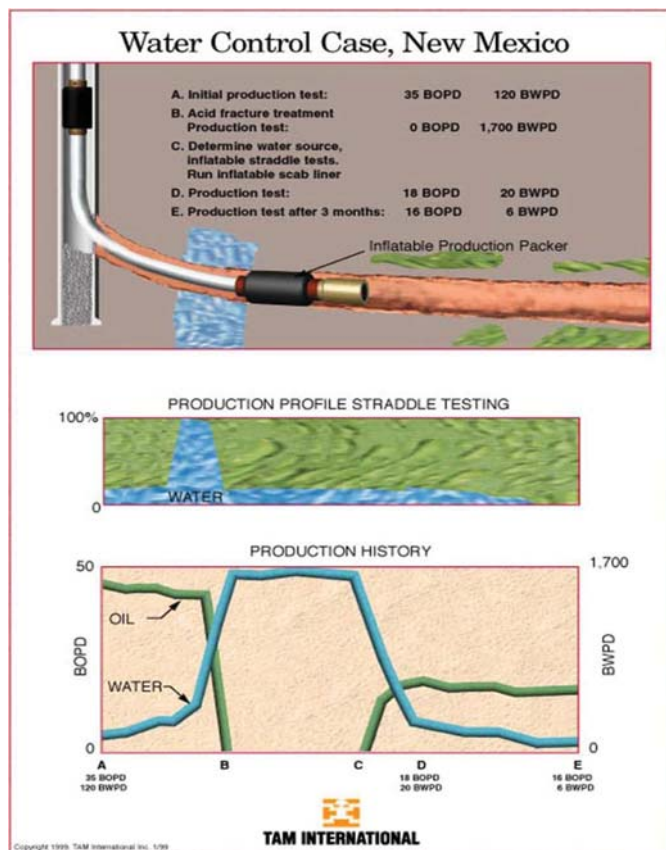
- ▶ Plugs
- ▶ Patches
- ▶ Straddle packer
- ▶ Full-bore ou through-tubing
- ▶ Récupérable ou non



### Descendu en :

- Wireline
- CT
- (Slickline)
- Drill pipe, snubbing...





## Solutions chimiques de WSO



### ► Traitement par polymères à retardement

- Gel inorganique aux longs temps de prise et une faible viscosité d'injection

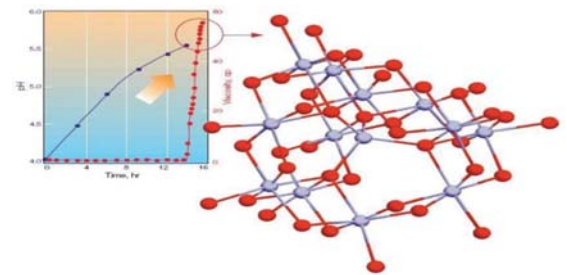
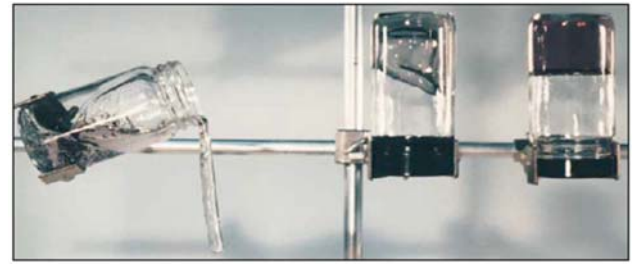
### ► Système auto-catalysé

- Gel de silicate au temps de prise court et contrôlé et à faible viscosité
- Pénètre la formation pour un shut-off des abords du puits

### ► Ciment (standard, micro ciments)

### ► Résines

### ► Gel temporaire d'isolation à utiliser dans le puits pour aider à la mise en place



## Sélection des solutions chimiques

### Sélection fondée sur :

#### ► Que faut-il fermer?

- Porosité (une perméabilité faible nécessite des fluides de faible viscosité)
- Fractures
- L'espace annulaire
- ID du puits

#### ► Température

#### ► Possibilité de mise en place (par CT, behind screen etc...)

#### ► ...



# Solutions par type de problème

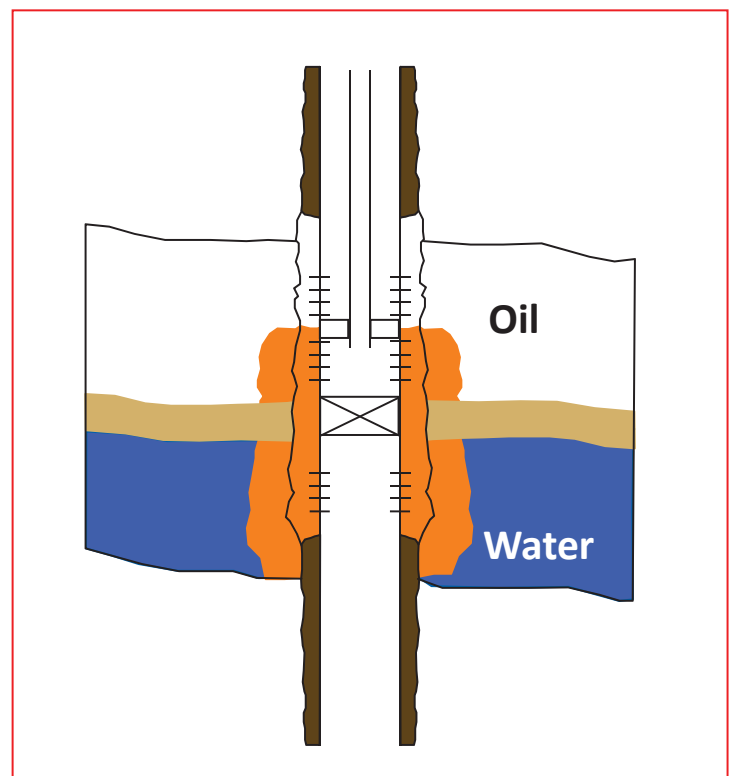
## Problème aux abords du puits

### ► Type de problème

- Mauvais ciment
- Caving causé par du sable
- Canal dans la formation
- Fissures naturelles
- Fracture hydraulique
- Écoulement de l'huile diminué par un endommagement

### ► La solution est spécifique à chaque cas

- Ciment
- Résine
- Stimulation
- Gel



### ► Problème de balayage vertical

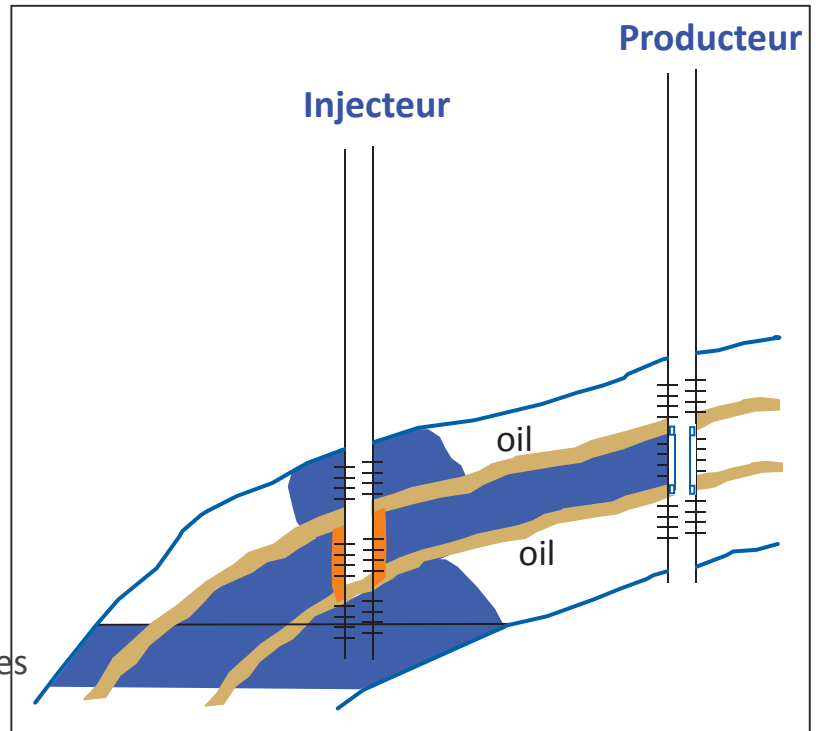
### ► Eau de bordure

- Injection d'eau ou aquifère
- Couche fissurée
- Straticule fortement perm

### SOLUTION

### ► Fermer la couche

- Producteur ou injecteur
- Contrôle mécanique ou par des fluides



## Fissure dans une couche

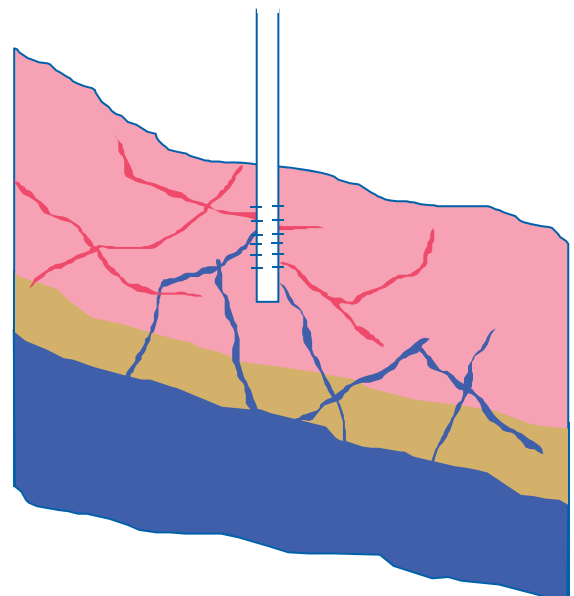
### ■ Huile contournée

- Fissures naturelles
- Fracture hydraulique
- Faille
- Écoulement dans des fissures
- Huile dans la matrice

### SOLUTION

### ■ Traiter le puits producteur

- Flowing gel
- Surdéplacé le traitement



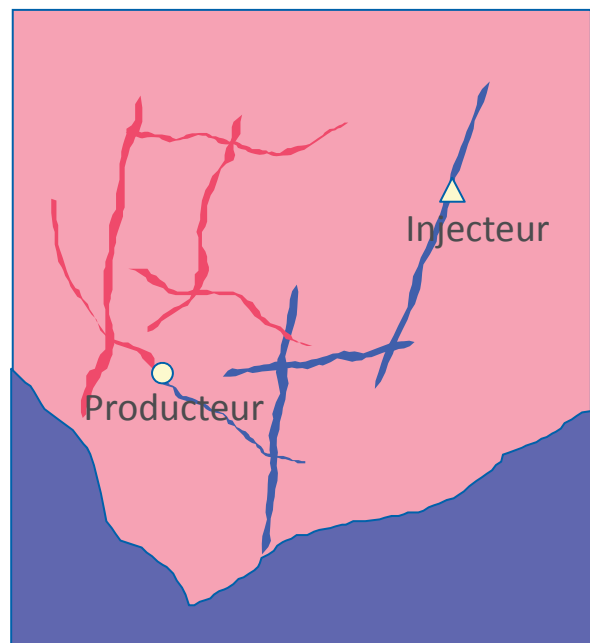
### ■ Problème de balayage de la zone

- Breakthrough rapide
- Test avec des traceurs

### SOLUTION

### ■ Traiter au niveau du puits injecteur

- Utiliser un Flowing gel



## Mauvais balayage de la zone

### ■ Problème de balayage de la zone

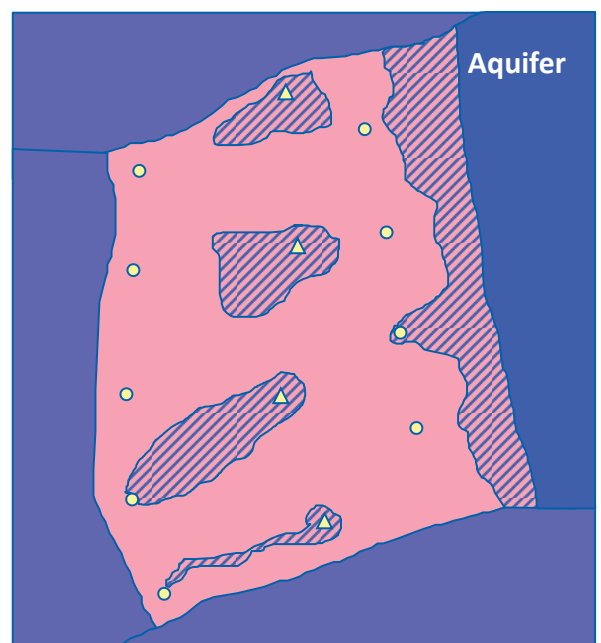
- Voie de sable
- Anisotropique
- Hétérogène
- Fingering à cause de la mobilité

### SOLUTION

### ■ Traiter au puits injecteur

- Injection de polymère rarement économique

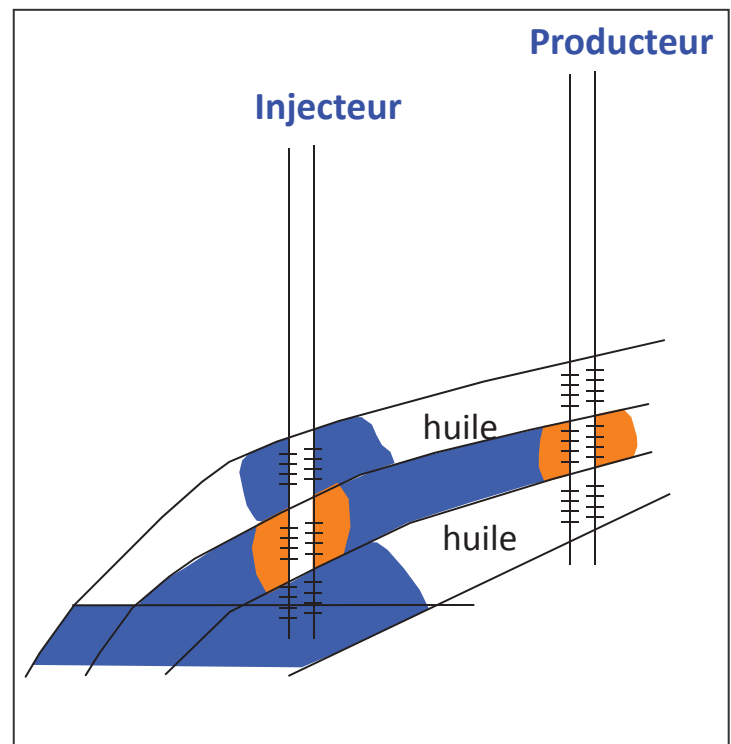
- ▲ Injecteur
- Producteur



- **Problème de balayage vertical**
- **Eau de bordure**
  - Water flood ou aquifère
  - Couche fissurée
  - Straticule fortement perm.

### SOLUTION

- **Fermer la couche**
  - Traitement en profondeur (gel)
  - Difficile à mettre en place
  - Rarement économique

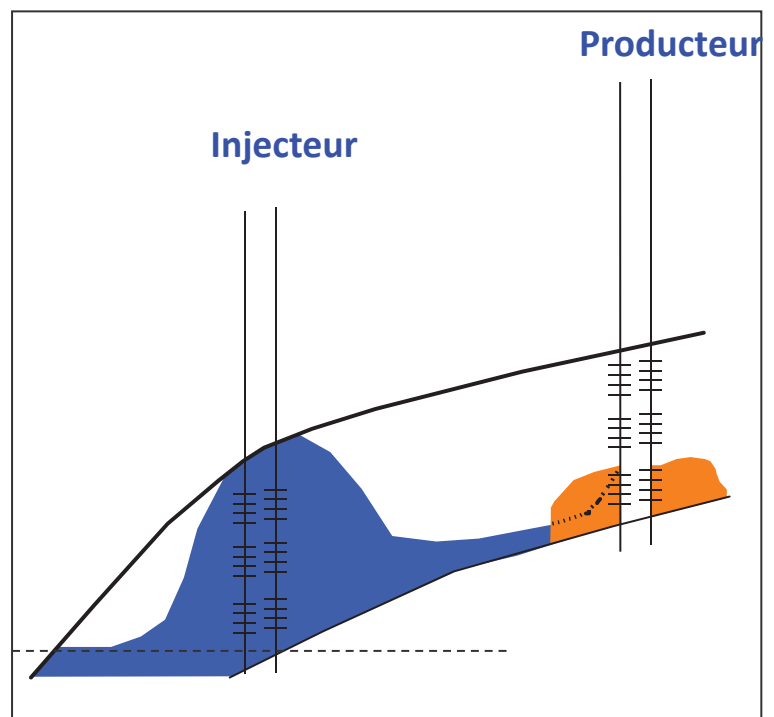


## Couche de ségrégation par gravité

- **Problème de balayage vertical**
- **Eau de bordure**
  - Injection d'eau ou aquifère
  - Une zone principale
  - Forte perméabilité verticale
  - Coning local

### SOLUTION

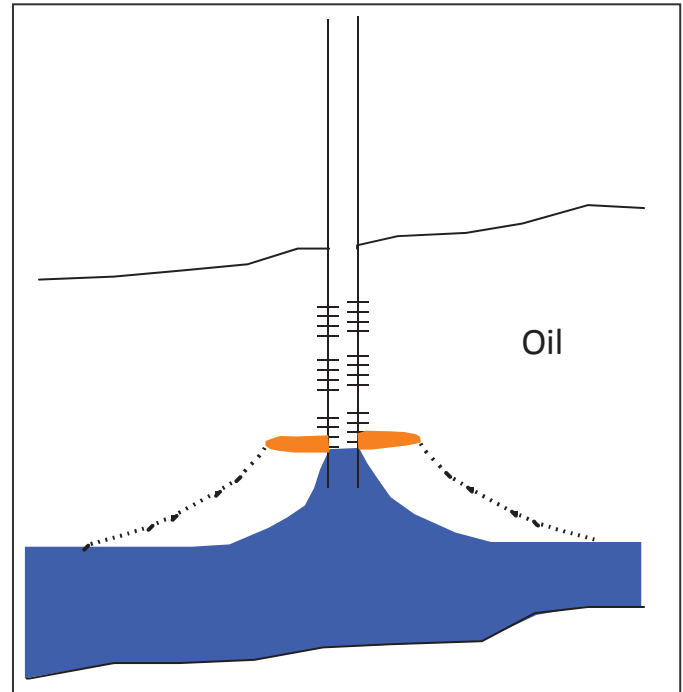
- **Puits latéraux**
- **Abandon partiel des perfos**



- Eau de fonds de puits
  - Près du oil/water contact
- Débit critique d'huile
  - Dépend de Kv

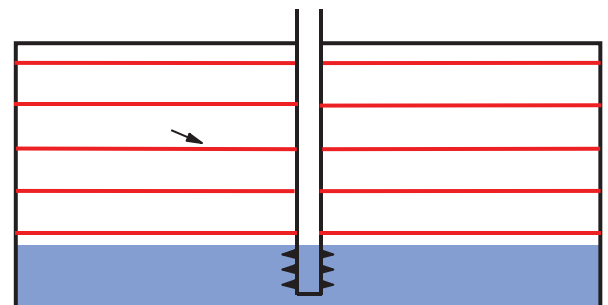
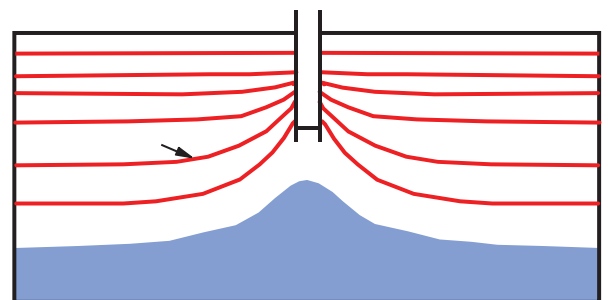
### SOLUTION

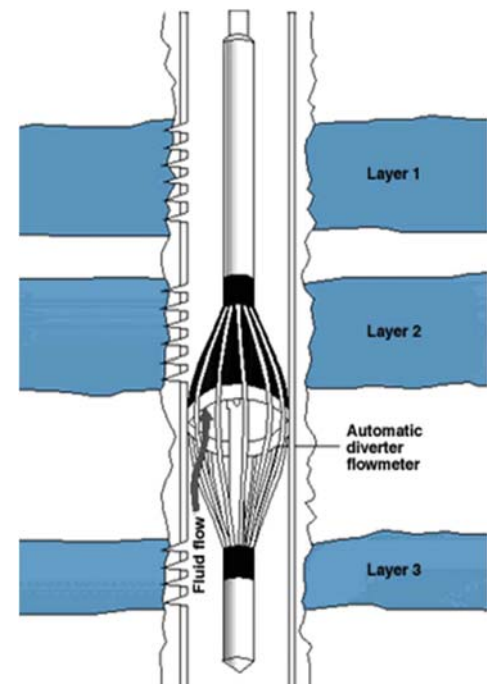
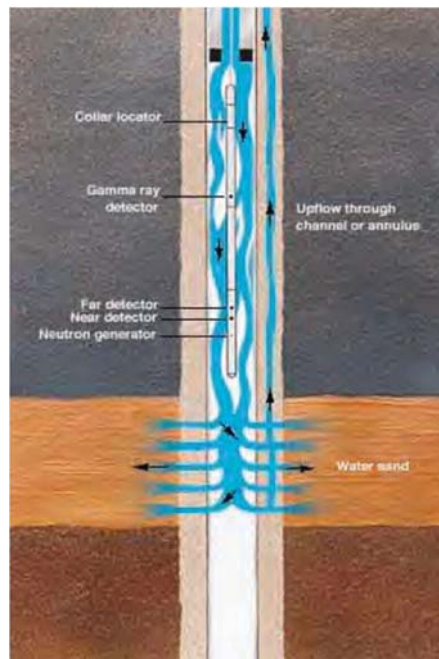
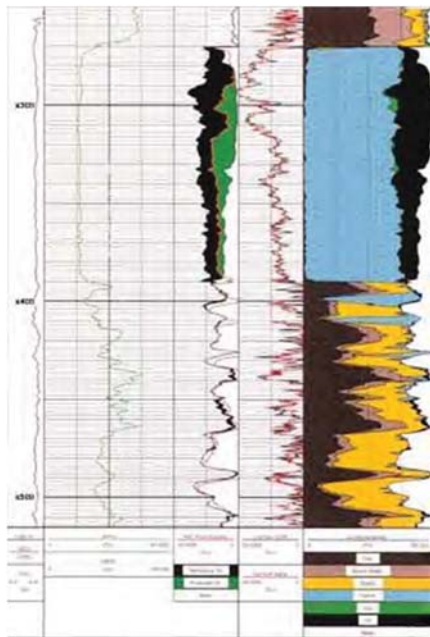
- Traiter avec une couche de gel
- Puits latéraux



## Autre solution: Perforer et produire la zone d'eau

- ▶ Arrête le coning
- ▶ Conserve Kro dans la zone d'huile
- ▶ Augmente la production d'huile et les réserves récupérables
- ▶ Reste encore le besoin de pomper et de traiter l'eau
- ▶ Reste encore le besoin de séparer l'eau sauf en cas de complétion double





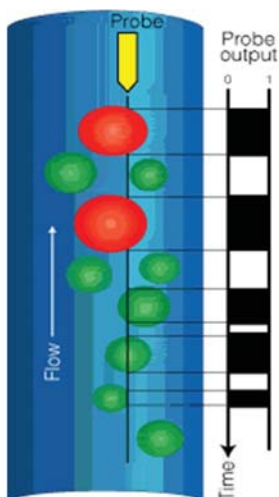
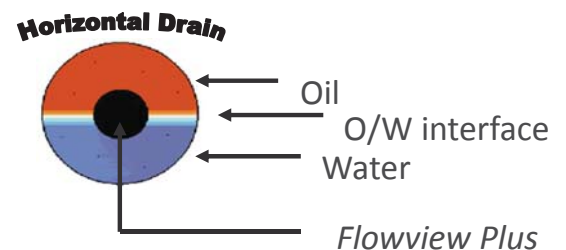
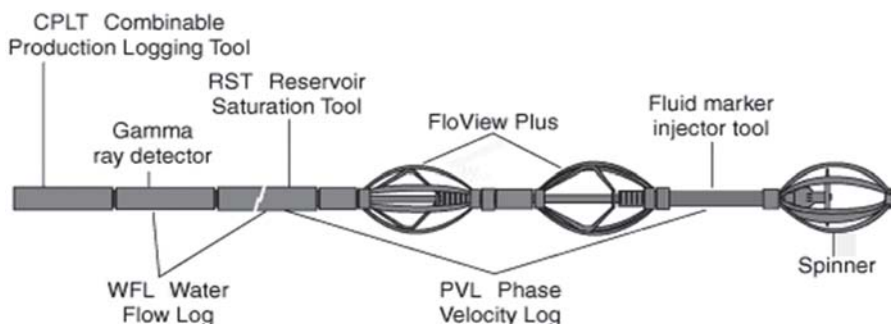
RST fluid analysis

WFL tool

Production Logging Tool

## Outil de diagnostic pour les puits horizontaux

### Le PL Flagships Tool: "Flowview Plus"



Water holdup:

$$H_W = \frac{\text{Water-detection time}}{\text{Total time}}$$

Oil holdup:

$$H_O = 1 - H_W$$

Bubble count:

Amount of droplets detected by the probe during the scanning period

### Avantages / Limites

- Il faut un écoulement laminaire/stratifié
- Il faut une conductivité minimale du fluide
- Liner perforé : Présence (-) / absence (+)
- Permet de faire la distinction entre Huile/Eau/Gaz grâce aux sondes de conductivité

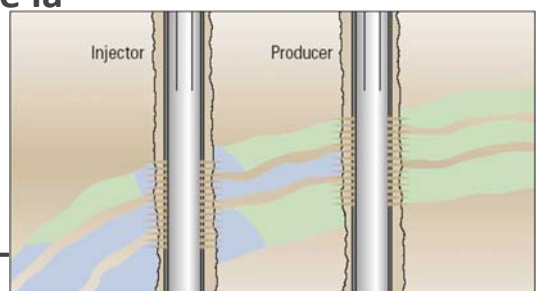


# Techniques de mise en place

## Techniques de mise en place

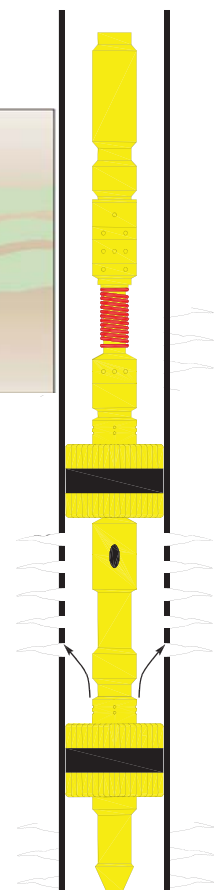
### Cela dépend:

- ▶ Zone: shut-off en haut, au milieu , en bas de la zone
- ▶ Type de solution (gel, ciment)
- ▶ Avec ou sans rig
- ▶ Complétion monobore ou pas (=> through-tubing expandables)
- ▶ Difficile lorsqu'il y a un espace annulaire (mauvais ciment, complétion avec crépine)

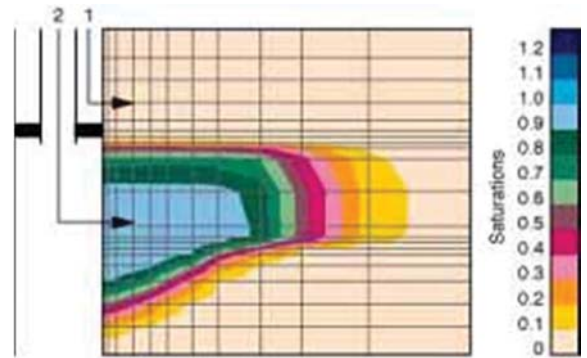
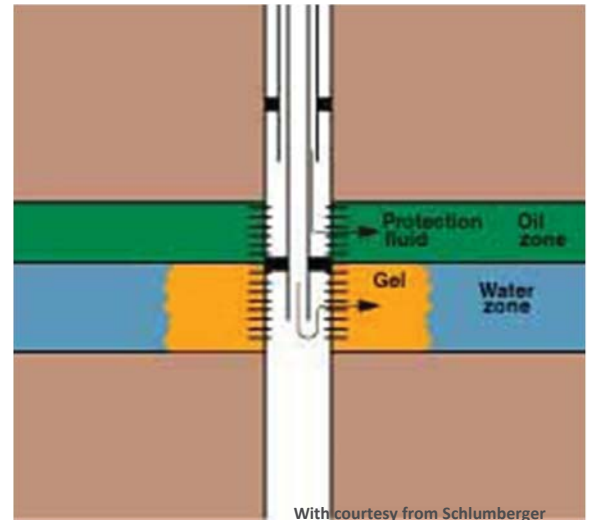


### Outils:

- ▶ Fluides: CT, bullhead, dump-bailer (cuiller)
- ▶ Packer, cement retainers, RBP, straddle packers, bouchons de sable (CT,WL,SL..)



On injecte le fluide de protection dans la zone productrice d'huile (en haut), et on injecte le gel dans la zone productrice d'eau (en bas)



## Méthodologie

### ► Identification du candidat

- Ne traiter que les puits adaptés, ne faire un shut off que de **Bad Water**
- Identifier le type de problème

### ► Conception

- Proposer un solution appropriée
  - Fluides ou drains latéraux ou stimulation ou rien
- Traitements à faible risque et au résultat rapide
- Fluides testés standard



### ► Exécution

- Test de la qualité des fluides
- Mise en place des fluides là où cela est nécessaire

### ► Évaluation

- Contrôler la bonne mise en place du fluide lors du traitement
- Détermine l'effet sur la productivité et les réserves



### ✓ Un water / Gas shut off est souvent complexe et nécessite un traitement spécial

- ✓ Le diagnostic est crucial
- ✓ Des information détaillées sur la stratification et la qualité du casing sont nécessaires
- ✓ Des traitements mécaniques et chimiques sont disponibles
- ✓ Un programme de qualification (test) et une simulation sont nécessaires
- ✓ Le problème de la mise en place est critique
- ✓ Sur chantier QA/QC des produits et/ou des équipements



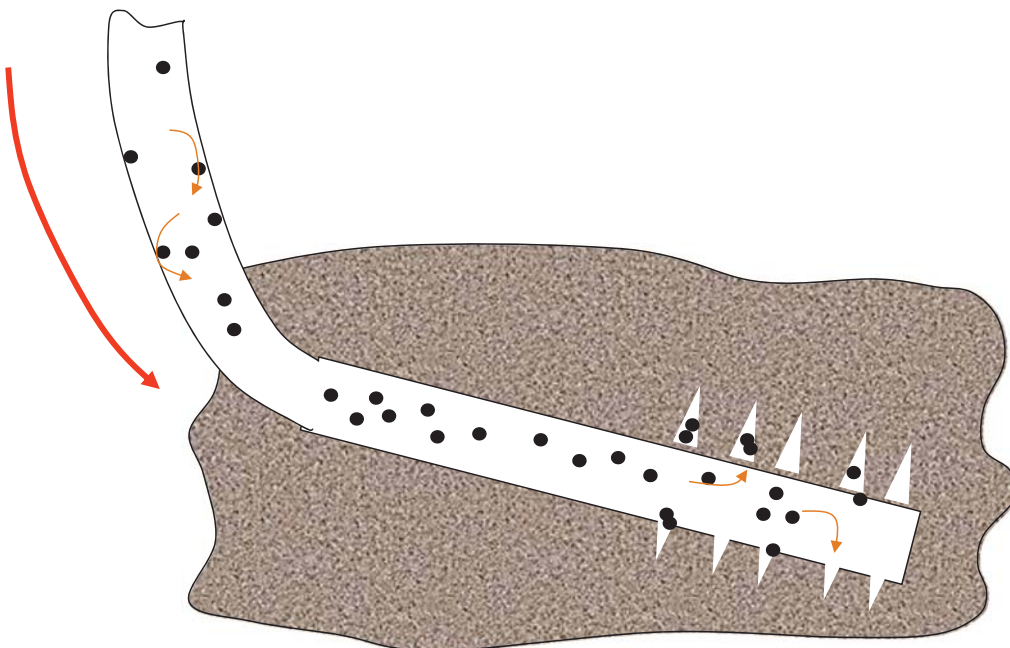
# POURQUOI LES TRAITEMENTS DE LA MATRICE ÉCHOUENT-ILS SOUVENT



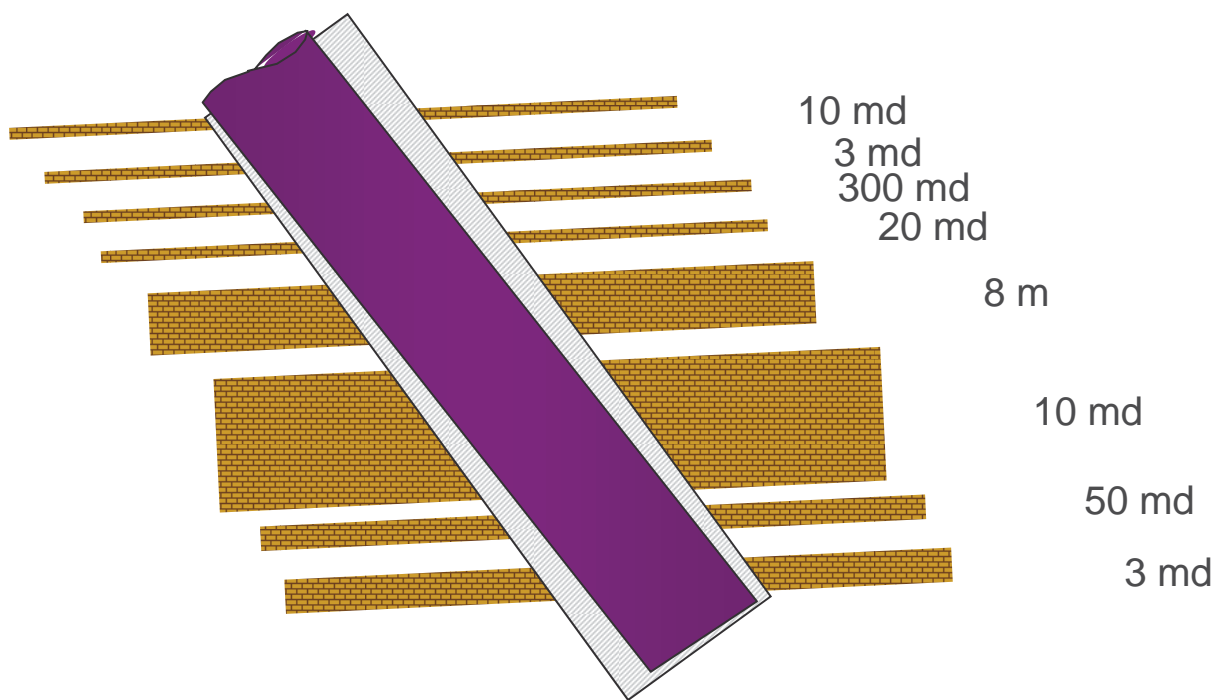
- ▶ Minéralogie
- ▶ Type d'endommagement de la formation
- ▶ Choix du fluide
- ▶ Mise en place (étapes du diverter)
- ▶ Préparation du puits
- ▶ Vitesse de pompage selon le design
- ▶  $BHP < \text{frac gradient}$
- ▶ Sludge/émulsions
- ▶ Précipités de fer

## Le coupable

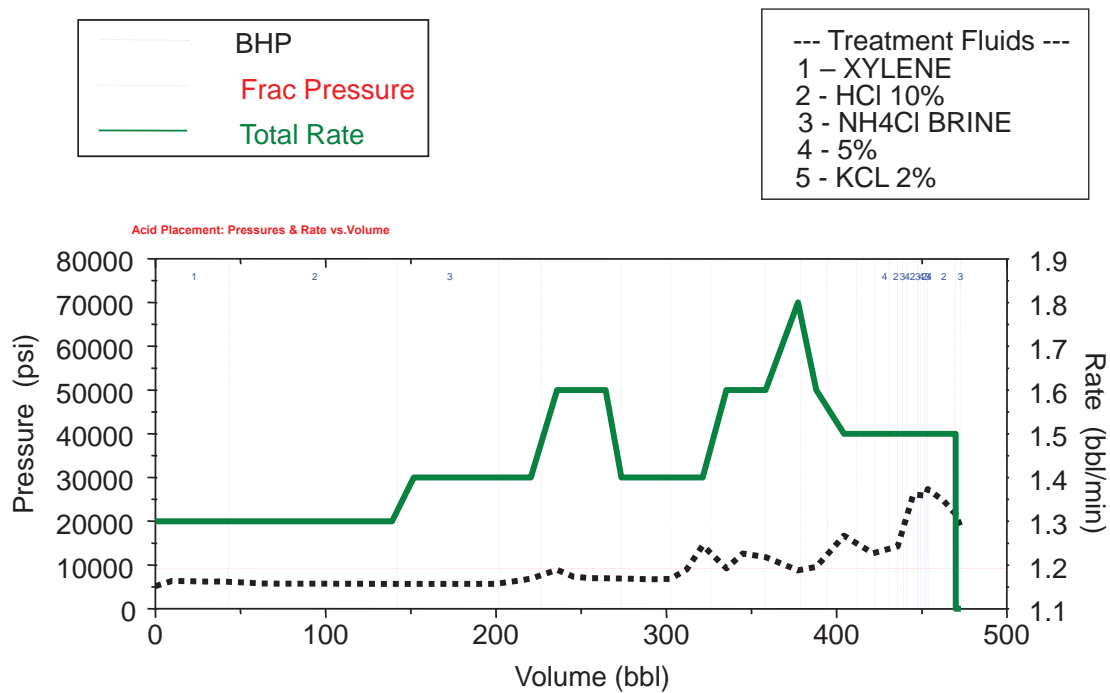
- ▶ Le tubing n'a pas été nettoyé avant l'acidification
- ▶ De la rouille et des débris ont été pompés dans la formation



## Réservoir long et plusieurs types de perméabilité



## Pression de Frac dépassée





### ► Domaines d'amélioration possible à l'avenir

- Utilisation de Candidate Selection Advisor
- Diagnostic du puits (opérateur)
- Sélection du fluide et des produits?
- Puits au BSW élevé
- Acquisition des données
- Techniques de diversion
- Évaluation de l'opération précédente
- Formation du personnel

## Points clés

### ✓ Points clés pour réussir :

- ✓ Utiliser des outils de diagnostic des performances et de l'endommagement du puits
- ✓ Utiliser une méthode de sélection du candidat
- ✓ Former le personnel
- ✓ Utiliser les best practices
- ✓ Les problèmes de mise en place sont importants
- ✓ Sur chantier QA/QC des produits et/ou des équipements
- ✓ Évaluer les résultats de production 3/6 mois après avec la société de services